UNIVERSIDADE LUSÍADA DE VILA NOVA DE FAMALICÃO

FACULDADE DE ENGENHARIA & TECNOLOGIAS

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Sua aplicação & Viabilidade económica

Mandume Licumbi Peliganga

Dissertação submetida para a obtenção do Grau de Mestre

em Engenharia e Gestão Industrial

Vila Nova de Famalicão, Novembro de 2010

Universidade Lusíada de Vila Nova de Famalicão

Faculdade de Engenharia & Tecnologias

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Sua aplicação & Viabilidade económica

Mandume Licumbi Peliganga

Dissertação submetida para a obtenção do Grau de Mestre

em Engenharia e Gestão Industrial

Orientadores: Professor Doutor Rui Gabriel Araújo de Azevedo Silva

Professor Doutor José Manuel Santos Cruz

Vila Nova de Famalicão, Novembro de 2010

Dedicatória

Dedico esta dissertação ao meu pai, Ludgério De Jesus Florentino Peliganga, e a minha mãe, Emília Licumbi Abraão, por me terem apoiado incondicionalmente ao longo desta etapa académica, com muito amor e carinho.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer à Universidade Lusíada de Vila Nova de Famalicão, por me ter dado a oportunidade de realizar esta dissertação com sucesso.

Gostaria também de agradecer aos meus orientadores, Professor Doutor Rui Gabriel Araújo de Azevedo Silva, e Professor Doutor José Manuel Santos Cruz, por terem efectuado uma orientação exemplar, indo para além da obrigatoriedade profissional, com a simples e nobre intenção de me ver acabar o trabalho de forma correcta e em tempo certo.

Um agradecimento ao professor Eng.º Pedro Reis; ao meu parceiro de trabalho, Eng.º Rui Ribeiro, que trabalhou comigo afincadamente na parte experimental desta dissertação, tendo-se revelado – sem sombra de dúvidas – uma mais-valia; e ao Eng.º Miguel Martins, técnico especializado de sistemas fotovoltaicos da Vimasol, pela grande ajuda prestada na elaboração de propostas de sistemas fotovoltaicos utilizados nesta dissertação.

Um agradecimento especial ao amigo Eng.º Paulo Jacques, pelas sugestões e por se ter mostrado – incondicionalmente – disponível perante as solicitações que lhe dirigi.

Bem-hajam.

Resumo

A procura e desenvolvimento de soluções energéticas alternativas de produção de energia eléctrica, viáveis e sustentáveis, assumem vital importância na agenda actual das nações desenvolvidas. Considera-se que uma solução energética alternativa é viável e sustentável quando permite suprir as necessidades de consumo energético mundial, sem danificar o meio ambiente, e com custos razoáveis. De todas as soluções energéticas renováveis e alternativas de microgeração de energia eléctrica, as energias fotovoltaica e eólica ocupam lugar de destaque; pois, quando associadas entre si, formam os sistemas energéticos renováveis e alternativos mais completos e competitivos.

Nesta dissertação, realizaram-se estudos de viabilidade económica – na perspectiva/vertente microeconómica, privada e individual – e técnica das aplicações de sistemas fotovoltaicos em Angola, mais propriamente nas regiões das províncias de Luanda e Huambo, a partir de simulações feitas segundo estudos teóricos de aplicações destes sistemas em Portugal, na região de Famalicão. Recorreu-se a esta alternativa em virtude de não ter sido possível efectuar directamente os estudos em Angola, como inicialmente estava previsto, por razões alheias à Universidade, aos orientadores e ao orientando.

A dissertação foi estruturada em duas partes: uma primeira parte teórica, em que se descreveu extensivamente os componentes mais importantes que integram os sistemas fotovoltaicos e eólicos; e outra parte teórico-prática, contendo os estudos de caso.

Com base nos resultados obtidos nos estudos de caso, foi possível concluir que os investimentos num sistema fotovoltaico dependente, para regime bonificado – com base nos regulamentos do DL nº 363/2007, de 2 de Novembro – e em sistemas fotovoltaicos independentes, para redes eléctricas domésticas situadas a menos de meio quilómetro da extensão da rede eléctrica pública de Famalicão, não são economicamente viáveis. Foi ainda possível concluir que os sistemas fotovoltaicos – nas províncias do Huambo e Luanda – apenas são viáveis para instalações eléctricas domésticas independentes.

Abstract

The research and development of alternative energy solutions for electricity production, viable and sustainable, are vital in the current agenda of developed nations. It is considered that an alternative energy solution is viable and sustainable when it meets the needs of world energy consumption without harming the environment, and with reasonable costs. Among all solutions of renewable and alternative electricity microgeneration, solar and wind energy have a prominent place, because, when combined together, form the alternative renewable energy systems more comprehensive and competitive.

In this thesis, have been conducted studies of the economic – in the microeconomic, private and individual view – and technical viability of the applications of photovoltaic systems in Angola – more specifically in the regions of Luanda and Huambo – from theoretical and practical simulations of the applications of these same systems in Portugal, in the city of Famalicão. Such alternative has been considered because it was not possible to directly perform the studies in Angola – as originally planned – for reasons beyond the control of the University, the guiding and tutors.

The thesis is structured in two parts: one theoretical, which extensively describes the major components that integrate photovoltaic and wind systems; and other theoretical-practical, containing the case studies.

Based on the results obtained in the case studies, it has been concluded that the investment in a photovoltaic dependent system, for subsidized regime – based on regulations of DL nº 363/2007, of November the 2nd – and in independent photovoltaic systems, for electrical household situated less than half a kilometer of the public grid in Famalicão, are not economically viable. It was also possible to conclude that the photovoltaic systems – in the provinces of Huambo and Luanda – are only viable for off-grid electrical installations.

Palavras-chave

Célula FV/solar; Módulo FV/solar; Painel FV/solar; Gerador FV; Sistemas FVs; Aerogerador; Gerador eólico; Prazo de recuperação (*payback*); Prazo de recuperação descontado (*payback* descontado); Valor actual líquido (VAL); Taxa interna de retorno (TIR)

Índice

Dedicatória iii
Agradecimentos iv
Resumo v
Abstract vi
Palavras-chave vii
Índice viii
Índice de Figuras xv
Lista de símbolos, acrónimos e abreviaturas xviii
1. Introdução 2
1.1 Motivação 4
1.2 Objectivos 5
1.3 Metodologia utilizada 5
1.4 Resultados 6
Referências bibliográficas 7
2. A energia no contexto mundial actual 9
2.1 Níveis de consumo e de produção energética 9
2.1.1 Fontes primárias de energia 9
2.2 Energia renovável vs energia alternativa 10
2.2.1 Energia renovável 10
2.2.2 As energias renováveis como fontes primárias de energia 12
2.2.3 Produção e consumo das energias renováveis 13
2.3 Produção e consumo de energia eléctrica 13
2.3.1 Fontes primárias de energia eléctrica (electricidade) 13
2.4 Impactos ambientais 15
2.4.1 Aquecimento global (*global warming*) 15
2.4.2 O efeito de Estufa 16
2.5 Soluções sustentáveis para produção de energia eléctrica 17
2.5.1 Aproveitamento fotovoltaico 17
2.5.2 Sistemas eólicos (aproveitamento eólico) 20
Referências bibliográficas 21

3. Aproveitamento solar 24
3.1 Energia solar 24
3.1.1 Produção da energia solar 24
3.2 A radiação solar na superfície terrestre 26
3.2.1 Distribuição da radiação solar 27
3.2.2 Ponto de radiação solar máxima 30
3.2.3 Medição da radiação solar 32
3.3 Sistemas energéticos solares 33
Referências bibliográficas 34
4. Sistemas fotovoltaicos 36
4.1 Tipos de sistemas FVs 36
4.2 Sistemas FVs ligados à rede pública (sistemas FVs dependentes) 36
4.2.1 Sistemas FVs dependentes Simples 38
4.2.2 Sistemas FVs dependentes híbridos 42
4.3 Sistemas FVs independentes/*Stand alone systems* 43
4.3.1 Sistemas FVs independentes simples 43
4.3.2 Sistemas FVs independentes híbridos 44
Referências bibliográficas 46
5. A célula solar/FV 49
5.1 Associações de células solares 49
5.1.1 Módulo solar/FV 49
5.1.2 Painel FV 49
5.2 Ciência das células solares 50
5.2.1 Funcionamento da célula solar de silício cristalino 52
5.3 Tipos de células solares 53
5.3.1 Células de silício monocristalino (cristal singular/único) 54
5.3.2 Células solares de silício policristalino 55
5.4 As Camadas anti-reflectoras (camadas AR) 55
5.5 Aplicação de contactos frontais e traseiros 55
5.6 Células solares de película fina 56
5.6.1 Células solares de película fina de silício amorfo 57
5.6.2 Células solares de disselenieto de cobre e índio (*CIS*) 58

5.6.3 Células solares de película fina de telurieto de cádmio (CdTe) 59
5.7 Propriedades eléctricas das células solares (comportamento eléctrico) 60
5.7.1 Diagrama de circuito eléctrico equivalente das células solares 60
5.7.2 Efeito da sensibilidade do espectro luminoso nas células solares 60
5.7.3 Condições de teste padrão (CTP) das células solares 61
5.7.4 Dependência I-V com a variação da intensidade da radiação solar 62
5.7.5 O Efeito da temperatura nas células solares 62
5.7.6 Factor de forma das células solares 63
5.7.7 Eficiência eléctrica das células/módulos solares 64
Referências bibliográficas 64
6. O módulo solar/FV 68
6.1 Tipos de módulos FVs 68
6.1.1 Módulos FVs cristalinos convencionais 68
6.1.2 Módulos FVs especiais 69
6.1.3 Módulos FVs feitos à medida 69
6.2 Propriedades eléctricas dos módulos FVs 69
6.2.1 Temperatura nominal de operação das células solares 69
6.2.2 Dependência entre I-V e a radiação solar 70
6.2.3 Dependência entre I-V e a temperatura 70
6.3.4 Pontos sobreaquecidos e sombreamento 70
Referências bibliográficas 72
7. Sistemas de montagem dos geradores FVs 74
7.1 Montagem dos módulos solares 74
7.2. Sistemas FVs estruturais livres (independentes) 75
7.2.1 Sistemas FVs estruturais livres fixos 75
7.2.2 Sistemas FVs estruturais livres e móveis (seguidores/rastreadores) 75
7.3 Associações externas em coberturas planas 77
7.3.1 Tipos de associações externas 77
Referências bibliográficas 78
8. Sistemas de armazenamento & controladores de carga 81
8.1 Tipos de sistemas de armazenamento energético 81
8.2 Baterias electroquímicas 81

8.2.1 Baterias recarregáveis 82
8.2.2 Tipos de baterias recarregáveis 82
8.3 Baterias de chumbo-ácido 82
8.3.1 Funcionamento das baterias de chumbo-ácido 83
8.3.2 Tipos de baterias de chumbo-ácido 83
8.4 Baterias de chumbo-ácido de líquido ventilado 84
8.5 Baterias de chumbo-ácido reguladas por válvula de segurança (*VRLA*) 85
8.5.1 Baterias de chumbo-ácido de gel 85
8.5.2 Bateria estacionária de chumbo-ácido de placa tubular 86
8.5.3 Bateria estacionária de chumbo-ácido de placa plana 88
8.6 Propriedades eléctricas das baterias 89
8.6.1 Circuito eléctrico equivalente das baterias 89
8.6.2 Especificação (dimensionamento) das baterias 90
8.7 Reguladores de carga 91
8.7.1 Tipos de controladores de carga 92
8.7.2 Controladores paralelos (*Shunt*) 92
8.7.3 Controladores série de estado único (controladores série) 93
8.7.4 Controladores desviadores 94
8.7.5 Controlares de carga de pulso com largura modulada (*PWM*) 94
8.7.6 Controladores de rasteio de ponto de potência máxima (PPM) 94
8.7.7 Controladores de redução de Tensão 95
8.8 Especificação (dimensionamento) dos controladores de carga 96
8.8.1 Controlador de carga Convencional 96
8.8.2 Controlador *MPPT* 96
Referências bibliográficas 96
9. Inversores 100
9.1 Características gerais dos inversores 100
9.2 Tipos de inversores 100
9.3 Inversores quanto à forma de onda 101
9.3.1 Inversores de onda quadrada 101
9.3.2 Inversores de onda quadrada modificada 101
9.3.3 Inversores de ondas sinusoidais 101

9.3.4 Inversores de ondas sinusoidais modificadas 102
9.4 Inversores dependentes 102
9.4.1 Inversores dependentes controlados pela rede eléctrica 103
9.4.2 Inversores dependentes autocontrolados 103
9.5 Formas (conceitos) de instalação dos inversores 104
9.5.1 Conceito de inversor central 104
9.5.2 Conceito de inversor série (s*tring*) e submatriz 105
9.5.3 Conceito de inversor mestre-escravo 105
9.6 Inversores independentes 106
9.7 Inversores dependentes com baterias 106
9.8 Dimensionamento (especificação) 107
9.8.1 Inversores independentes 107
9.8.2 Inversores dependentes com baterias 107
Referências bibliográficas 108
10. Sistemas energéticos eólicos 110
10.1 Vantagens e desvantagens dos sistemas eólicos 110
10.2 Produção de energia eólica e campos energéticos eólicos 111
10.2.1 Produção eólica 111
10.2.2 Potência eólica real 111
10.3 O vento 113
10.3.1 Tipos de vento 113
10.3.2 Pontos (regiões) de disponibilidade de ventos 115
10.3.3 Ventos prejudiciais aos sistemas eólicos (ventos irregulares) 115
10.3.4 Força de arrasto como factor de afectação das turbulências 117
10.3.5 Medição da intensidade dos ventos 117
10.4 Área varrida pelo rotor e densidade do vento 119
10.4.1 Área varrida pelo rotor 119
10.4.2 Densidade do Ar 120
10.4.3 A altura do *Hub* 120
10.5 Tipos de sistemas eólicos 120
10.5.1 Escala energética 120
10.5.2 Sistemas eólicos de alimentação da rede eléctrica doméstica 121

10.6 A turbina eólica 122
10.6.1 Tipos de turbinas eólicas 122
10.6.2 Eixo de rotação do rotor 122
10.6.3 Posicionamento do rotor em relação ao vento 123
10.6.4 Mecanismo de transmissão de energia 124
10.7 Torres 126
Referências bibliográficas 128
11. Desempenho dos sistemas FVs 132
11.1 Desempenho nominal do sistema FV híbrido independente 132
11.1.1 Eficiência nominal (teórica) dos geradores FVs 136
11.1.2 Quantidades energéticas nominais produzidas pelos módulos (geradores) FVs 136
11.2 Desempenho real dos módulos (geradores) FVs 136
11.2.1 Quantidades energéticas reais produzidas pelos módulos (geradores) FVs 137
11.2.2 Rendimento e eficiência real dos módulos FVs 137
Referências bibliográficas 140
12. Estudos de casos 142
12.1 Características técnicas do sistema eléctrico doméstico 142
12.2 Estudo de viabilidade económica/financeira dos sistemas FVs 143
12.2.1 Sistema FV em regime bonificado 143
12.3 Viabilidade económica dos sistemas FVs independentes 150
12.3.1 Quantidades de energia produzidas pelo sistema FV 151
12.3.2 Viabilidade económica (poupança) do sistema 152
12.4 Simulação de aplicações de sistemas FV em Angola 154
12.4.1 Aplicação do sistema FV dependente simples em Angola 154
12.4.2 Sistemas FVs vs geradores eléctricos em termos de viabilidade económica 156
Referências bibliográficas 162
13. Discussão 165
13.1 Conclusões 166
13.2 Sugestões futuras 166
Anexo A: Capacidade instalada mundial de energia fotovoltaica e energia eólica 169
Anexo B: Propriedades das células e módulos FVs 171

Anexo C: Campos energéticos e produção energética dos sistemas FVs em Famalicão ..173

Anexo D: Tarifas de electricidade praticadas em Portugal 176

Anexo E: Campos energéticos e produção energética dos sistemas FVs em Luanda, e no Huambo 182

Anexo G: Componentes do sistema FV híbrido para o estudo experimental 189

Anexo H: Propostas de geradores eléctricos para aplicações em Angola, custo de combustível e electricidade, e taxas de transporte marítimo e alfandegárias praticadas em Angola 193

Anexo I: Produção de electricidade, e gases de efeito de estufa 195

Anexo J: Factores de conversão de unidades, múltiplos e submúltiplos, e conjunto de fórmulas e expressões utilizada 198

Anexo K: Representação de tabelas e respectivas fórmulas utilizadas para a sua execução, a partir do Microsoft Excel 2007 200

Índice de Figuras

Figura 3.1 Componentes da radiação solar 27

Figura 3.2 Espectro solar no exterior (AM0) e no interior (AM>0) da atmosfera terrestre. 31

Figura 3.3 Pico de radiação solar da superfície terrestre 31

Figuras 3.4, 3.5 Ilustrações de um pirómetro e de um sensor fotovoltaico.....33

Figura 4.1 Estrutura dos tipos de sistemas FVs.....36

Figura 4.2 Princípio de funcionamento de um sistema FV dependente simples. 38

Figuras 4.3-4.6 Esquemas e estruturas de sistemas FVs dependentes..... 39-43

Figuras 4.7-4.10 Esquemas e estruturas de sistemas FVs independentes..... 44-46

Figura 5.1 Esquema da composição de uma matriz FV. 50

Figura 5.2 Condutibilidade extrínseca num processo de inclusão p-n de silício.....51

Figura 5.3 Princípio de funcionamento da célula FV cristalina 53

Figura 5.4 Composição de uma célula FV amorfa 57

Figura 5.5 Composição de uma célula FV *CIS*. 59

Figura 5.6 Composição de uma célula FV de CdTe. 59

Figura 5.7 Diagrama completo (estendido) do circuito eléctrico equivalente de uma célula FV iluminada.. 60

Figura 6.1 Estrutura de um módulo solar convencional 68

Figura 6.2 Caixa de derivação (junção) dos módulos FV 69

Figura 6.3 Módulo FV cristalino de 36 células, com dois diodos desviadores.....71

Figura 6.4. Efeito de sombreamento na potência dos módulos cristalinos e de película fina. 72

Figura 7.1 Gerador FV fixo, com estrutura auto-sustentada. 75

Figura 7.2 Armações em formato angular e curvilínio para coberturas planas.....78

Figura 7.3 Armações com diferentes níveis de altura, para coberturas planas.....78

Figura 8.1 Estrutura de uma bateria de chumbo-ácido de líquido ventilado.....84

Figura 8.2 Ciclo de carga das baterias de chumbo-ácido.....85

Figura 8.3 Componentes de uma bateria de chumbo-ácido de gel.....86

Figura 8.4 Componentes de uma bateria *OPZV*, e secção transversal do eléctrodo positivo. 87

Figura 8.5 Secção transversal da placa plana de uma bateria *OGI*.....89

Figura 8.6 Circuito eléctrico equivalente de uma bateria no seu estado estabilizado. 89
Figura 8.7 Princípio de funcionamento de um regulador de carga paralelo (*shunt*).....93
Figura 8.8 Princípio de funcionamento de um regulador de carga série.....93
Figura 8.9 princípio de funcionamento de um controlador de carga com seguidor do PPM. 95
Figura 8.12 Controlador de carga de redução de tensão. 95
Figura 9.1 Formas de onda produzidas pelos diversos inversores.....102
Figura 9.2 Princípio de funcionamento de um inversor dependente 103
Figura 9.3 Conceito de inversor central para baixas tensões 104
Figura 9.4 Conceito de inversor série (*string*).....105
Figura 9.5 Conceito de inversor mestre-escravo. 106
Figura 10.1 Formação dos ventos costeiros 114
Figura 10.2 Perfil dos ventos em zonas abertas, e em zonas obstruídas.....116
Figura 10.3 Anemómetro mecânico de 3 conchas. 118
Figura 10.4 Anemómetros digitais e analógicos.....119
Figura 10.5 Estrutura dos diferentes tipos de sistemas eólicos. 121
Figura 10.6 Esquema de um sistema eólico dependente.....122
Figura 10.7 Aerogerador alinhado em direcção contrária ao fluxo do vento.....124
Figura 10.8 Aerogerador com mecanismo de transmissão directa (*direct drive*).....125
Figura 10.9 Torres com estrutura auto-sustentada.....127
Figura 10.10 Torres com estrutura sustentada por cabos de fixação fixos 128
Figura 10.11 Torres com estrutura sustentada por cabos de fixação móveis e inclinados.. 128

Índice de Tabelas

Tabela 2.1 Consumo dos principais recursos energéticos mundiais. 10

Tabela 2.2 Níveis de produção em 2008, e potenciais técnicos e teóricos das energias renováveis. 13

Tabela 2.3 Canalização dos recursos energéticos renováveis mundiais em 2008. 13

Tabela 2.4 Previsões da produção mundial de electricidade a partir dos diversos recursos energéticos, desde 2010 até 2030. 14

Tabela 2.5 Previsões da produção mundial de electricidade a partir dos diversos recursos energéticos renováveis, desde 2010 até 2030 15

Tabela 2.6 Estimativas de custos dos sistemas FVs de pequena e grande escala, desde 2010 até 2020 18

Tabela 2.7 Capacidade instalada acumulada fotovoltaica mundial em 2009 19

Tabela 2.8 Acesso à electricidade em África e a nível mundial em 2006 20

Tabela 2.9 Capacidade instalada acumulada mundial de energia eólica em 2009 21

Tabela 3.1 Valores para os albedos de diversas superfícies 29

Tabela 3.2 Dependência da radiação solar com o seu ângulo de elevação. 32

Tabela 5.1 Factor de forma dos módulos solares cristalinos e de película fina 64

Tabela 10.1 Coeficientes de atrito superficial das principais superfícies. 117

Tabela 11.1 Valores experimentais da tensão, intensidade de corrente e potência de um módulo (gerador) FV monocristalino e um módulo (gerador) FV policristalino. 139

Tabela 12.1 *Payback* do investimento num sistema FV de 4 kWp, em regime bonificado, para um período de 7 anos 146

Tabela 12.2 *Payback* descontado do investimento num sistema FV de 4 kWp, em regime bonificado, para um período de 20 anos 149

Lista de símbolos, acrónimos e abreviaturas

a – Coeficiente de absorção solar superficial

ab – albedo da superfície terrestre

(a-Si) – silício amorfo

A – ampere

A_{ROTOR} – área varrida pelo rotor de um aerogerador

A_s – área de superfície

Ah – ampere-hora

AIE – Agência Internacional de Energia (*IEA* (*International Energy Agency*))

AM – Air Mass (massa de ar)

AR – Anti-Reflective (anti-reflectora)

Atm – atmosfera

B – Boro

B_2H_6 – diborano

BSF – Back Surface Field – campo/região de superfície traseira (CST/RST)

BP – *British Petroleum*

BRICS – Brasil, Russia, India, China, and South Africa (BRICA)

BTU – British Thermal Unit (unidade térmica britânica)

C- Coulomb

^oC – grau Célsius

C_A – coeficiente de arrasto

C_{DIESEL} – custo associado ao consumo de combustível de um gerador eléctrico a gasóleo

C_{GAS} – custo associado ao consumo de combustível de um gerador eléctrico a gasolina

$C_{P\ (ROTOR)}$ – coeficiente de potência do rotor de um aerogerador

ca

CC – Curto-Circuito

cm – centímetro = 1×10^{-2}m

cm^2 – centímetro quadrado = cm × cm

Cd – Cádmio

CdS – sulfito de cádmio

CF – *cash-flow* (fluxo de capital)

*CF*A – fluxo de capital acumulado

*CF*D – fluxo de capital com taxa de desconto de capital (fluxo de capital descontado)

*CF*DA – fluxo de capital descontado acumulado

CdTe – telurieto de cádmio

CIGS – disselenietos de cobre, índio e gálio

CIS – disselenieto de cobre e índio

CO – monóxido de carbono

CO_2 – dióxido de carbono

Cu – Cobre

CTP – Condições de Teste Padrão

CRSP – *Charge Resumption Set Point* (ponto de reiniciação de carga)

CTSP – *Charge Termination Set Point* (ponto de encerramento de carga)

D_{ROTOR} – diâmetro do rotor de um aerogerador

Downwind – alinhamento/posicionamento na direcção contrária ao fluxo do vento

DC – Direct Current (corrente contínua)

Diesel – gasóleo

DOD – Depth Of Descharge (profundidade de descarga)

Downstream – correntes de ar a jusante (ventos de saída)

$E_{(0)}$ – radiação /irradiação /insolação solar no exterior da superfície terrestre

E_d – radiação solar directa

E_{dh} – radiação solar directa em superfície horizontal/plana

E_{dm} – radiação solar directa ao meio-dia

$E_{dmáx}$ – radiação solar directa máxima em superfície horizontal/plana

E_r – radiação solar reflectida

$E_{r\beta}$ – radiação solar reflectida de superfície angular

E_S – radiação/irradiação /insolação solar global

E_u – radiação solar difusa

E_{REAL} – tensão real

$E_{u\beta}$ – radiação solar difusa de superfície angular

Ei – tensão ideal

EIA – Energy Information Administraction (administração de informação energética)

EUA – Estados Unidos da América

€ (*Eur*) – euro(s)

E_B – quantidade de energia produzida pelas baterias

E_{DB} – quantidade de energia disponível nas baterias

E_C – quantidade de energia consumida pela instalação/rede eléctrica doméstica de uma moradia, a partir da rede eléctrica pública

$E_{C(DIÚRNO)}$ – quantidade de energia consumida pela rede eléctrica doméstica de uma moradia durante o período diurno

$E_{C(NOCTURNO)}$ – quantidade de energia consumida pela eléctrica doméstica de uma moradia durante o período nocturno

E_E – quantidade de energia produzida pelo gerador eólico

E_{FV} – quantidade de energia produzida por um sistema FV

E_{FVT} – quantidade de energia produzida um sistema FV com baterias

E.g. – Exempli gracia

$E_{HÍBRIDO}$ – quantidade de energia produzida por um sistema FV híbrido

E_{PAGA} – valor pago à concessionária da rede eléctrica pelo consumo energético

E_V – receita resultante da venda de energia à concessionária da rede eléctrica pública

EDEL – Empresa de Distribuição de Electricidade de Luanda

EDP – Empresa de Distribuição de Electricidade de Portugal

ENE – Empresa Nacional de Electricidade (Angola)

ERSE – Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (Portugal)

EVA – Etileno Vinil Acetato

EW – exawatt = 1×10^{18} W; EWh – exawatt-hora = 1×10^{18} Wh

f – frequência

Fe – Ferro

F_A – força de arrasto

FET – Field Effect Transistor (transístor de efeito de campo)

FF – Form Factor (factor de forma)

FMI – Fundo Monetário Internacional

FE – fluxo de entrada de capitais; FS – fluxo de saída de capitais

FV(s) – Fotovoltaico(s)/Fotovoltaica(s)

Ga – Gálio

Gas – gasolina

GaAs – arsenieto de gálio

GHG – GreenHouse Gases (Gases de Efeito de Estufa (GEE))

GW – gigawatt = 1×10^9 W; GWh – gigawatt-hora = 1×10^9 Wh

h_s – altitude/altura solar

h_{sm} – altura solar ao meio-dia

h – altitude

H_2 – Hidrogénio

HAWT – Horizontal Axis Wind Turbine (turbina eólica de eixo horizontal)

He – Hélio

Hub – elemento central (concentrador)

Hz – Hertz

(*in* – *inch*) – polegada; in^2 – polegada quadrada = *in* × *in*

I – intensidade de corrente eléctrica

I_{CA} – intensidade de corrente eléctrica alternada

I_{CC} – intensidade de corrente eléctrica de curto-circuito

I_D – corrente do diodo semicondutor

I_{DC} – intensidade de corrente eléctrica contínua

IGBT – Insulated Gate Bipolar Transistor (transístor de porta bipolar isolada)

(In) – Índio

IEC- International Electrotechnical Comission (comissão internacional de electrotecnia)

IMF – *International Monetary Fund* (FMI)

IRR – *Internal Rate of Return* (TIR)

IRSE – Instituto Regulador do Sector Eléctrico (Angola)

IPCC – International Panel For Climate Change (painel internacional para as mudanças climáticas)

ITO – Indium Tin Oxide (óxido de índio e estanho (OIE))

IVA – Imposto de Valor Acrescentado

IRS – Imposto de Rendimentos Singulares

J – Joule

k_a – coeficiente de altitude

kg – quilograma = 1×10^3 g

kHz – quilohertz = 1×10^3 Hz

kJ – quilojoule = 1×10^3 J

km – quilómetro = 1×10^3 m

km^2 – quilómetro quadrado = km × km

kW – quilowatt = 1×10^3 W; kWh – quilowatt-hora = 1×10^3 Wh

log – logaritmo decimal

m – metro

M – massa de um corpo

m^2 – metro quadrado = m × m

m_a – massa de ar atravessada pela radiação solar

mm – milímetro = 1×10^{-3}m

MJ – megajoule = 1×10^{6} J

MOSFET – Metal-Oxide Field Effect Transistor (transístor de efeito de campo de óxido metálico)

MPP – Maximum Power Point (Ponto de Potência Máxima (PPM))

MW – megawatt = 1×10^{6} W; MWh – megawatt-hora = 1×10^{6} Wh

NC – número de ciclos

NOCT – Nominal Operating Cell Temperature (temperature nominal de funcionamento de uma célula FV)

NPV – *Net Present Value* (VAL)

O_2 – Oxigénio

O_3 – ozono

OECD – Organization for Economic Co-operation and Development (organização para co-operação económica e desenvolvimento)

OC – Open Circuit (circuito aberto)

P – Fósforo

P – potência eléctrica

P_{FV} – potência eléctrica produzida pelo gerador FV

P_E – potência eléctrica produzida pelo gerador eólico/aerogerador

Payback – prazo (período) de recuperação

Pt – Platina

PH_3 – hidreto de fósforo (fosfina/fosfano)

PTFE – politetrafluoretileno (*Teflon*)

PW – petawatt =1× 10^{15} W; PWh – petawatt-hora = 1×10^{15} Wh

PVB – Polivinil Butiral/Polivinil Butino

QE – quadro de entrada de circuitos eléctricos ou alimentação eléctrica

QG – quadro geral de distribuição de circuitos eléctricos

Q_C – quantidade de carga

Q_D – quantidade de descarga

rpm – rotações por minuto

Ri – resistência interna

R_P – resistência em paralelo

RTIEBT – Regras Técnicas de Instalações Eléctricas em Baixa Tensão

R_s – resistência em série

S – Enxofre

Seg. – segundo

Se – Selénio

Si – Silício

Si_3N_4 – nitreto de silício

SiO – óxido de silício (sílica metalúrgica)

SiO_2 – dióxido de silício (sílica industrial)

Sn – Estanho

SnO_2 – dióxido de estanho

SCR – Sillicon-Controlled Rectifiers – Rectificadores controlados de silício

SEFV – Safety Extra-Low Voltage

STC – Standard Test Conditions (Condições de Teste Padrão (CTP))

T – temperatura absoluta na escala Kelvin

TCO – Transparent Condutive Oxide (Óxido Condutor Transparente (OCT))

T_{GE} – tempo de funcionamento – em horas – dos geradores eléctricos

Ti – Titânio

TiO_2 – dióxido de titânio (titânia)

TIR – Taxa Interna de Retorno/Rentabilidade

t_u – coeficiente de nebulosidade da radiação solar difusa

TW – terawatt = 1×10^{12} W; TWh – terawatt-hora = 1×10^{12} Wh

UA – Unidade Astronómica

Upstream – correntes de ar a montante/ventos de entrada

Upwind – alinhamento/posicionamento com a direcção do fluxo do vento

$ (USD) – United States Dollar (dólar dos EUA)

UV – ultravioleta

V – Volt

v – velocidade

V_{CA} – tensão em corrente alternada

V_D – tensão no diodo semicondutor

V_{DIESEL} – volume de combustível consumido pelo gerador eléctrico a gasóleo

V_{DC} – tensão em corrente contínua

VAL – Valor Actual Líquido

V_{GAS} – volume de combustível consumido pelo gerador eléctrico a gasolina

R (€) – receitas, em euros, ganhas com o *payback* do investimento em sistemas FVs

V_{OC} – tensão em circuito aberto

VAT – Value Added Tax (IVA)

VAWT – Vertical Axis Wind Turbine – Turbina eólica de eixo vertical

VLD – Vapour-Líquid Deposition (Deposição vapor-líquido (DVL))

W – Watt; Wh – Watt-hora

z – Altitude

Wp – Watt de pico

ZnO – óxido de zinco

ZW – zettawatt = 1×10^{21} W; ZWh – zettawatt-hora = 1×10^{21} Wh

γ – ângulo de inclinação da radiação solar directa

δ – declinação solar

Δ_a – taxa de variação anual

Φ – diâmetro

η_{FV} – eficiência fotovoltaica; η_I – eficiência do inversor

η_B – eficiência da bateria; $\eta_{R.C}$ – eficiência do regulador de carga

λ – comprimento de onda

μm – micrometro = 1×10^{-6}m

ρ – massa volúmica (densidade relativa)

ω – velocidade angular

Capítulo 1

Introdução

1. Introdução

A utilização dos recursos energéticos de maneira eficiente constitui a base do desenvolvimento industrial de qualquer país desenvolvido, em vias de desenvolvimento, ou mesmo subdesenvolvido. Consideram-se recursos energéticos, os recursos naturais ou artificiais que podem servir de fonte para a produção energética.

"*A energia é o sustento da sociedade moderna (…) Sem energia, a vida da sociedade moderna – como se conhece – seria praticamente impossível.*"[1]; ou seja, pode-se dizer que a energia é o coração e o pulmão da sociedade moderna; pois, o desenvolvimento industrial governa e determina o nível de desenvolvimento de todas sociedades desenvolvidas e subdesenvolvidas; no entanto, as mesmas só poderão alcançar o desenvolvimento industrial se possuírem sustento energético; isto é, os seus recursos energéticos devem estar disponíveis abundantemente, para que o país possa crescer industrialmente e ininterruptamente.

A escassez do petróleo – recurso energético mais utilizado actualmente pelas sociedades mais desenvolvidas –, as consequências de conflitos e guerras civis como desastres humanitários, êxodos populacionais, pobreza extrema e enriquecimento bruto e inimaginável de um pequeno número de indivíduos, provocados pela procura, produção e venda do petróleo e outros combustíveis fósseis – que comprovadamente provocam danos ambientais –, fez com que as sociedades desenvolvidas investissem na investigação e desenvolvimento de novas fontes energéticas que garantissem um desenvolvimento sustentável, ou seja, um desenvolvimento que consegue satisfazer as necessidades presentes sem comprometer as necessidades futuras. As sociedades mais desenvolvidas conseguiram então desenvolver novas fontes de energias, denominadas alternativas, com o objectivo de diminuir a sua dependência do petróleo e demais combustíveis fósseis, e assumir uma posição de maior responsabilidade mundial na preservação do meio ambiente.

É importante perceber que, de momento, é quase impossível pensar sequer que as sociedades modernas podem alcançar níveis de desenvolvimento superiores ou iguais aos actuais sem o recurso aos combustíveis fósseis – é uma utopia –, pois os combustíveis

---

"*Energy is the life breath of modern society (…) Without energy, almost every event we take for granted would come to a screeching halt*" Adapt. (*Ramlow* e *Nusz*, 2009) (1)

fósseis estão presentes praticamente em quase todos sectores industriais, áreas técnico-científicas e tecnológicas das nações desenvolvidas e subdesenvolvidas – directa ou indirectamente. Pode-se mesmo dizer que é pouco realista – ou até "anedótica" – a ideia que se pode baixar até menos de 50% a dependência mundial nos combustíveis fósseis para satisfazer as necessidades energéticas mundiais actuais e quiçá futuras. Os combustíveis fósseis são importantes inclusive para produção das próprias energias renováveis; isto é, para fabricação dos painéis e colectores solares e seus elementos estruturais, na produção de turbinas eólicas, para produção de biomassa, etc. Pretende-se fundamentalmente com as energias renováveis diminuir a dependência energética mundial dos combustíveis fósseis.

Uma posição activa e firme de todas as nações mundiais no desenvolvimento de soluções energéticas renováveis e alternativas – e sustentáveis – permitirá não só diminuir ou minimizar as agressões antropogénicas ao meio ambiente, como também aumentar consideravelmente o leque de soluções energéticas, que terá como consequência, a redução ou minimização da importância excessiva que o petróleo e os restantes combustíveis fósseis possuem actualmente no panorama energético e económico mundial. A diminuição da importância do petróleo e demais combustíveis fósseis, ao contrário do que muito boa gente teme, não implica a extinção de empresas ou corporações do ramo petrolífero nem a delapidação de economias que dependem muito destes combustíveis, antes pelo contrário: o desenvolvimento das soluções renováveis alternativas permitirá evitar o consumo excessivo dos combustíveis fósseis, e ter uma " garantia" energética em caso de falha ou ocorrência de fenómenos imprevisíveis sobre os combustíveis fósseis.

Um dos sectores em que a dependência energética mundial pode ser consideravelmente diminuída é – sem dúvida – o da energia eléctrica, em que um investimento forte na produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis e alternativas, permitirá reduzir consideravelmente a dependência mundial dos combustíveis fósseis neste sector energético, que terá como consequência uma diminuição substancial da poluição ambiental; pois, " (…) *ao contrário da crença popular, a indústria da energia eléctrica provoca mais danos ao meio ambiente – com a emissão de gases de efeito de estufa, chuvas ácidas e outras contribuições negativas – do que o sector dos transportes*"[2].

[2] " (…) *contrary to popular belief, it is the electrical power-generation industry and not the transportation sector that contributes the largest amounts of smog, acid rain, and green gas emissions to the world´s ecosystem.*" Adapt. (*Kemp,* 2005) (2)

A maior quantidade de emissão de gases de efeito de estufa deriva sobretudo da produção de energia eléctrica a partir dos combustíveis fósseis, especialmente do carvão e do gás natural. Portanto, a diminuição da dependência mundial da produção de energia eléctrica a partir dos combustíveis fósseis já não é somente uma questão financeira, ou económica – muito menos um ideal –, é uma necessidade existencial ou de sobrevivência da própria humanidade.

1.1 Motivação

A pesquisa e desenvolvimento de soluções energéticas renováveis e alternativas são desafios acentuados para todas as nações – umas mais do que outras. Muitas nações – em virtude da sua posição geográfica – são detentoras de uma vasta e diversificada gama de recursos naturais renováveis, de tal forma que a produção de energias renováveis é quase um "convite irrecusável". Angola – por exemplo – é um país em que a disponibilidade de radiação solar – em todas suas províncias –, e disponibilidade ventosa – em algumas províncias –, quase que apelam ao investimento na produção das energias solar e eólica; contudo, tal investimento deve ser correctamente planeado e executado, com estudos adequados técnico-científicos e de viabilidade económica – ou custo-benefício – relativamente às soluções energéticas existentes.

Sejam quais forem os custos inerentes ao investimento em energias renováveis – especificamente solar e eólica –, países como Angola, que possuem taxas de electrificação extremamente baixas, querendo ou não, terão obrigatoriamente de investir – eventualmente – nestas soluções energéticas renováveis para poder fornecer energia eléctrica às zonas ou regiões desprovidas deste recurso precioso e imprescindível, se realmente pretendem – nos próximos anos – elevar o seu nível de desenvolvimento industrial, humano e económico e, consequentemente, estabelecerem-se como nações industrialmente e economicamente evoluídas; pois, " (…) as sociedades industrializadas consomem maiores quantidades energéticas por unidade de produção económica e por pessoa do que as nações pobres e não industrializadas, especialmente as que se encontram na fase pré-industrial"[3]. Então,

[3] "(…) *Advanced industrialized societies use more energy per unit of economic output and far more energy per capita than poorer societies, especially those still in a preindustrial state*". Adapt. (*Toman, Jemelkova,* 2002) [(3)]

assim sendo, a pesquisa e investigação de sistemas fotovoltaicos e eólicos assume uma importância fulcral para o seu desenvolvimento energético, industrial e económico.

1.2 Objectivos

São objectivos desta dissertação:

- O estudo e análise da viabilidade económica da aplicação dos sistemas fotovoltaicos em Angola e a sua comparação com os geradores eléctricos, que representam – actualmente – a sua maior fonte energética móvel, tanto em sistemas eléctricos domésticos dependentes como em sistemas eléctricos domésticos independentes. Uma vez que o estudo de viabilidade económica da aplicação dos sistemas fotovoltaicos em Angola será feito com base na performance destes sistemas em Famalicão, o estudo da viabilidade económica dos sistemas fotovoltaicos – tanto dependentes como independentes – nesta região, também assume particular importância, mas neste caso, ao invés dos geradores eléctricos, a comparação será feita com a rede eléctrica pública;
- A descrição detalhada dos dispositivos e equipamentos mais importantes que compõem os sistemas fotovoltaicos: seja qual for a análise económica a ser realizada sobre um projecto/investimento, exige-se o conhecimento das especificações deste projecto/investimento, ou seja, as suas características intrínsecas. No caso de projectos de engenharia ou técnicos, como é o caso dos sistemas fotovoltaicos – uma vez que representam projectos do sector eléctrico –, o conhecimento do modo de funcionamento ou comportamento eléctrico dos componentes principais que constituem estes sistemas é quase uma necessidade; ou seja, para que um projecto de um sistema fotovoltaico – ou eléctrico em geral – possa ser avaliado, é fundamental a descrição pormenorizada do funcionamento dos seus principais componentes mais importantes.

1.3 Metodologia utilizada

Esta dissertação visa um estudo de viabilidade económica e técnica dos sistemas fotovoltaicos, e assim sendo, a descrição técnica dos sistemas fotovoltaicos e seus componentes assumiu um papel fundamental no desenvolvimento da dissertação; desta forma, na primeira parte da dissertação, que foi essencialmente teórica, descreveu-se

detalhadamente os componentes mais importantes dos sistemas FVs; e no capítulo 11, que também faz parte da parte teórica, fez-se um estudo teórico-prático da eficiência e rendimento real dos sistemas FV, mais precisamente os seus geradores FVs, com base nos valores experimentais dum sistema FV híbrido.

Os estudos de caso foram elaborados com base nas análises teóricas da parte descritiva, através da determinação da viabilidade económica dos sistemas FVs dependentes em Famalicão, com o recurso aos critérios de análise de investimento mais comuns, ou seja, *payback, payback* descontado, VAL e TIR; e através das taxas aduaneiras, de combustível e frete marítimo e terrestre, determinou-se a viabilidade económica – ou custo-benefício – dos sistemas FVs em Luanda e no Huambo.

1.4 Resultados

Qualquer estudo a ser realizado – seja qual for o tema, ou área – só é válido com a análise de dados palpáveis – discretos ou concretos –, ou seja, resultados mensuráveis. Os resultados permitem chegar as conclusões dos estudos de investigação – e não só –, e conduzir os pesquisadores para a direcção certa, ainda que esta não seja a mais desejada.[4]"Sem resultados, que possam descrever convenientemente as conclusões de um estudo de investigação, a veracidade deste estudo tem necessariamente de ser posta em causa (…)".

Com base nos resultados dos estudos de viabilidade económica – ou custo benefício –, através dos critérios de análises de investimentos, espera-se fazer as seguintes análises:

- Viabilidade económica dos sistemas FVs dependentes em Famalicão, com base nos sistemas FVs em regime bonificado previstos no DL nº 363/2007, de 2 de Novembro e sua comparação com a rede eléctrica pública;
- Viabilidade dos sistemas FVs em Luanda e no Huambo, e sua comparação com os geradores eléctricos, tanto em sistemas dependentes como independentes.

[4] (Maia, 2008) (4)

Referências bibliográficas

1- Ramlow, Bob; Nusz, Benjamim – *Solar Water Heating, A comprehensive Guide To Solar Water and Space Heating Systems*, Gabriola Island, New Society Publishers, 2009, págs. 1-6;

2- New Scientist, Junho 2003 Apud KEMP, WILLIAM H. – *The Renewable Energy Handbook. A Guide to Rural Energy Independence, Off-Grid and Sustainable Living*, Ontario, ATZTEXT PRESS, 2005, pág. 5;

3- Toman, Michael; Jemelkova, Barbora – *Energy And Economical Development: An Assessment of The State Knowledge*, Program on Energy and Sustainable Development Working Paper, nº 9, pág. 1, 2002;

4- Maia, Rosane, T. – *A importância da disciplina de metodologia científica no desenvolvimento de produções académicas de qualidade no nível superior*, Revista Urutágua, Universidade Estadual de Maringá, 2008, págs. 1-4;

Capítulo 2

A energia no contexto mundial actual

2. A energia no contexto mundial actual

O desenvolvimento económico, tecnológico, científico e até mesmo sócio-cultural, a nível mundial, tem uma relação de proporcionalidade quase directa com os níveis de produção energética. Desde os princípios do século 19 até a actualidade, as nações mais desenvolvidas e/ou industrializadas têm associadas a si níveis brutais de consumo e/ou produção energética; ou seja, qualquer nação que queira estar entre as mais desenvolvidas e industrializadas do mundo tem – necessariamente – de possuir níveis elevados de produção e/ou consumo energético.

2.1 Níveis de consumo e de produção energética

Actualmente, a economia mundial tem como base os combustíveis fósseis, que são formados pelo petróleo, carvão e gás natural. Estes combustíveis preenchem as principais necessidades energéticas mundiais, como pode-se observar através dos dados apresentados na tabela 2.1 [(1), (2)], em que verifica-se o seguinte: os combustíveis fósseis representaram mais de 80% do total energético consumido em 2006; sendo o petróleo o mais representativo, com aproximadamente 36%, seguido do carvão, com aproximadamente 27%, e o gás natural, com aproximadamente 23%; também é fácil de ver nesta tabela que os recursos energéticos alternativos foram os recursos energéticos que registaram a maior taxa de crescimento anual, com aproximadamente 9,2%, entre 2004 e 2006; contudo, com menor representatividade, com apenas – aproximadamente – 1%; é ainda importante referir a importância da energia hidroeléctrica, que em 2006, representou quase 90% do total de consumo das energias renováveis, que por sua vez, representaram 7,3% do total do consumo energético mundial.

2.1.1 Fontes primárias de energia

As fontes energéticas são geralmente classificadas em primárias e não primárias ou secundárias, segundo dois critérios de classificação: critério da sustentabilidade, e critério da derivação ou autonomia [(2)]

Critério da sustentabilidade

As fontes energéticas primárias possuem a capacidade de satisfazer as necessidades energéticas de uma região de considerável dimensão (província, país ou países); ou seja,

são fontes energéticas auto-sustentáveis [2]. Segundo este critério, com excepção da energia hidroeléctrica convencional, todas as fontes energéticas primárias são não renováveis. Ex.: carvão, gás natural, petróleo e derivados e energia nuclear.

Critério da derivação/autonomia

São primárias, as fontes energéticas que não dependem de outras fontes para produzirem energia; isto é, são fontes autónomas. Segundo este critério, todos combustíveis fósseis, todas fontes renováveis e a energia nuclear são fontes energéticas primárias. O hidrogénio (H_2) e a electricidade são dois exemplos de fontes energéticas secundárias [2].

	Consumo (TW)					
	Período			Δa (%)		Quota (%)
Fonte energética	1980	2004	2006	(04-06)	(1980-04)	2006
Petróleo	4,38	5,58	5,74	1,42	1,014	36,6
Carvão	2,34	3,87	4,27	5,04	2,12	27,2
Gás natural	1,80	3,45	3,61	2,29	2,75	23,0
Total fósseis	8,52	12,9	13,6	2,75	1,74	86,7
Hidroeléctrica	0,599	0,994	0,995	0,050	2,13	6,3
Energias alternativas	0,016	0,133	0,158	8,99	9,23	1,0
Total renováveis	0,62	1,13	1,15	1,15	2,56	7,34
Energia nuclear	0,253	0,914	0,929	0,82	5,50	5,92
Total energético	9,39	14,9	15,7	2,52	1,96	100

Tabela 2.1 Consumo dos principais recursos energéticos mundiais. Fonte: Adapt. *EIA*

2.2 Energia renovável vs energia alternativa

Energia renovável, e energia alternativa, são dois conceitos intimamente ligados, que no entanto representam dois fenómenos diferentes.

2.2.1 Energia renovável

Dá-se o nome de energia renovável, a todo o tipo de energia cuja fonte é capaz de se regenerar – de maneira natural – num espaço de tempo considerado útil para o ciclo de produção energética e de vida humana. As energias cujas fontes energéticas não são capazes de se regenerar neste espaço de tempo são chamadas não renováveis. Os combustíveis fósseis e a energia nuclear são dois exemplos de fontes energéticas não renováveis.

Energia alternativa

É todo tipo de energia que ainda não tem um uso doméstico, comercial e industrial massivo, e que apresenta-se como alternativa às fontes convencionais de energia. Para além das energias renováveis alternativas, são também consideradas como recursos energéticos alternativos: o gás de aterro, o gás proveniente do tratamento de água, o gás resultante do tratamento de resíduos sólidos, etc.

Energia renovável convencional

É o tipo de energia renovável que já é utilizada mundialmente para uso doméstico, comercial e industrial. Ex.: A energia hidroeléctrica.

Energia renovável não convencional/alternativa

É todo tipo de energia renovável que ainda não tem um uso doméstico, comercial e industrial massivo. São consideradas energias renováveis e alternativas: a energia solar, a energia eólica, a biomassa, a energia geotérmica, a micro-hidroeléctrica e a energia oceânica (das ondas e das marés). Pode-se então agrupar as energias renováveis da seguinte maneira:

- Convencional: hidroeléctrica
- Não convencional/alternativa:
    - Energia solar;
    - Energia eólica;
    - Biomassa;
    - Energia micro-hidroeléctrica;
    - Energia dos oceanos (energia das ondas e energia das marés).

Pode-se então afirmar o seguinte: "(…) *nem todas energias renováveis são alternativas, e nem todas energias alternativas são – necessariamente – renováveis* (…)"[5].

[5] "(…) *than we can say that, not all forms of renewable energy are alternatives energies, and not all alternatives energies are necessarily, renewables* (…)*"* Adapt. (*Leonard*, 2007) (3)

2.2.2 As energias renováveis como fontes primárias de energia

Ao tentar estabelecer as energias renováveis e alternativas como fontes primárias de energia, deve-se – em primeiro lugar – colocar duas questões fundamentais:

- Existem quantidades suficientes de fontes energéticas renováveis e alternativas para produzir quantidades de energia que possam suportar as necessidades energéticas mundiais, no seu todo?
- As nações desenvolvidas dispõem de meios – económicos/financeiros, tecnológicos e técnico-científicos – suficientes ou, terão capacidade de desenvolver tais meios em tempo útil para poder aproveitar – efectivamente – de maneira eficiente a energia que as fontes renováveis e alternativas proporcionam?

A primeira questão pode ser respondida pelo potencial energético teórico, que é um índice correspondente a quantidade de energia disponível numa fonte energética [(2)]. A segunda questão é geralmente associada ao potencial técnico, que é um índice que indica a quantidade máxima de energia que efectivamente pode ser extraída de uma fonte energética, dados os recursos e meios disponíveis [(2)]. Pode-se observar com maior pormenor os potenciais teóricos e técnicos das diversas formas de energias renováveis na tabela 2.2 [(4), (5)]. Com base nos dados desta tabela, podem ser tiradas as seguintes conclusões: a maior parte – aproximadamente 57% – dos recursos energéticos renováveis durante o ano de 2008 – isto é, até 2009 – é representada pela energia hidroeléctrica; definindo um índice que representa o nível de aproveitamento de um recurso energético renovável, como sendo um rácio entre o uso actual do recurso e o respectivo potencial técnico, pode-se concluir que apenas a energia hidroeléctrica, com um índice de aproveitamento de aproximadamente 59%, e a biomassa, com aproximadamente 4%, tiveram aproveitamentos que se podem considerar bom e satisfatório, respectivamente; a energia geotérmica, com um índice de aproveitamento de 0,024% (<<1), e a energia solar, com aproximadamente 0,18%, são os dois recursos energéticos renováveis mais subaproveitados.

Fontes energéticas	Uso Corrente (TW) [5]	P. Técnico (TW) [4]	P. Teórico (TW) [4]
Hidroeléctrica (Total)	0,945	1,6	4,8
Biomassa	0,3595	>7,9	92
Energia solar	0,1585	>51	124000
Energia eólica	0,121	19	(> = 190 <= 390)
Energia geotérmica	0,06	158	4440000
Energia oceânica	0,0003	6 (3TW cada)	235
Total	1,644	>238	4560000

Tabela 2.2 Níveis de produção em 2008, e potenciais técnicos e teóricos das energias renováveis. Fonte: *REN 21*

2.2.3 Produção e consumo das energias renováveis

Como pode-se observar nos dados da tabela 2.3 [5], a maioria dos recursos energéticos renováveis actuais é canalizada para a produção de energia eléctrica. Olhando para os dados desta tabela verifica-se que, em 2008, aproximadamente 70% da produção dos recursos renováveis foram canalizados para a produção de energia eléctrica. Esta eloquente representatividade deveu-se sem dúvida as energias, hidroeléctrica e eólica, em que aproximadamente 100% do total das suas produções são dirigidas para a electricidade. Constata-se ainda: que todos os recursos energéticos renováveis têm aplicação na produção de energia eléctrica, mas nem todos para o aproveitamento térmico; e que a energia solar e a biomassa têm a sua maior aplicação a nível térmico.

	Electricidade (GW)	Aquecimento (GW)	Outros (GW)	Total (GW)
Hidroeléctrica	945	……..	……..	945
Biomassa	52	250	57,5	359,5
Energia solar	13,5	145	……..	158,5
Energia eólica	121	……	……..	121
E. geotérmica	10	50	……..	60
Energia oceânica	0,3	……	……	0,3
Total	1 141,8	445	57,5	1 644

Tabela 2.3 Canalização dos recursos energéticos renováveis mundiais em 2008. Fonte: Adapt. *REN21*

2.3 Produção e consumo de energia eléctrica

Produzir energia eléctrica de maneira sustentável, significa produzi-la em quantidades suficientes para satisfazer as necessidades energéticas próprias – e se possível de outrem – sem danificar outros recursos vitais para humanidade, e tendo em conta os factores políticos, económicos e sócio-culturais adjacentes.

2.3.1 Fontes primárias de energia eléctrica (electricidade)

A tabela 2.4 [6] apresenta dados relativos à produção de energia eléctrica a partir das diversas fontes energéticas no ano de 2006, e estimativas de produção mundial desde 2010

até 2030. Nesta tabela, constata-se: que o recurso energético mais importante para a produção de energia eléctrica é o carvão, com aproximadamente 41% do total da produção mundial de energia eléctrica. Um valor que segundo as projecções de 2030 tende a aumentar para 42,5%; segue-se o gás natural, com 20,1% do total de produção, que em 2030 poderá representar 21,4%. Verifica-se ainda que o petróleo e seus derivados são os recursos energéticos menos importantes, representando apenas 5,0% da produção total mundial, ficando atrás das energias renováveis e da energia nuclear – com 14,5%; segundo estas mesmas projecções, o petróleo e seus derivados não registarão nenhuma taxa de crescimento significativa até 2030 e serão ainda menos importantes para a produção mundial de electricidade, com uma representação de apenas 2,8% da produção total mundial. Em relação à taxa de crescimento anual: as energias renováveis registarão a maior taxa de crescimento, com aproximadamente 2,9%, seguidas do gás natural, com aproximadamente 2,7% e o carvão, com aproximadamente 2,5%.

	(Hist. (PWh))	((Projecções (PWh))			Δ_a (%)	Quota (%)	
Fonte energética	2006	2010	2020	2030	(2006-2030)	2006	2030
Carvão	7,40	8,70	10,4	13,5	2,54	41,3	42,5
Gás natural	3,60	4,20	5,70	6,80	2,69	20,1	21,4
Energias renováveis	3,42	4,10	5,70	6,70	2,84	19,1	21,1
Energia nuclear	2,60	2,80	3,30	3,90	1,70	14,5	12,3
Petróleo e derivados	0,90	0,90	0,90	0,90	0,00	5,0	2,8
Total energético	17,9	20,7	26,0	31,8	2,42	100,0	100,0

Tabela 2.4 Previsões da produção mundial de electricidade, a partir dos diversos recursos energéticos, desde 2010 até 2030. Fonte: Adapt. *EIA; World Energy Projections Plus*

Quanto à contribuição das energias renováveis para a produção de electricidade – representada na tabela 2.5 [(7)]: verifica-se que no ano de 2006, a hidroeléctrica foi o recurso energético renovável que mais contribuiu para a produção de energia eléctrica, com aproximadamente 87% do total mundial, seguido da energia eólica, com 3,7%; verifica-se também que em 2030, a importância da hidroeléctrica no total das energias renováveis irá diminuir em 16,6%, e a energia eólica registará uma subida de 14,4%; ou seja, em 2030, a energia eólica representará – aproximadamente – 18% do total de energia eléctrica a partir de fontes renováveis, e 3,8% do total mundial de energia eléctrica.

Com base nos dados acima descritos pode-se concluir que, actualmente, apenas podem ser consideradas como fontes primárias de energia eléctrica: o carvão, o gás natural, a energia nuclear e a energia hidroeléctrica convencional.

	(Hist. (PWh))	((Projecções (PWh))			Δ_a (%)	Quota (%)	
Fonte energética	2006	2010	2020	2030	(2006-2030)	2006	2030
Energia hidroeléctrica	3,00	3,38	4,36	4,77	1,96	87,5	71,0
Energia eólica	0,127	0,312	0,687	1,21	9,86	3,7	18,1
Energia geotérmica	0,055	0,075	0,099	0,109	2,89	1,6	1,6
Restantes renováveis	0,245	0,304	0,521	0,628	4,00	7,2	9,3
Total mundial	3,42	4,07	5,67	6,72	2,85	100,0	100,0

Tabela 2.5 Previsões da produção mundial de electricidade a partir dos diversos recursos energéticos renováveis, desde 2010 até 2030. Fonte: Adapt. *EIA; World Energy Projections Plus*

2.4 Impactos ambientais

Dos factores adjacentes à produção de energia eléctrica, os ambientais são – com certeza – os mais importantes, pois também afectam os factores políticos e sócio-culturais; e por esta razão, as sociedades desenvolvidas lutam para tentar desenvolver meios tecnológicos e científicos que lhes permitam produzir quantidades óptimas de energia eléctrica, com o mínimo possível de poluição ambiental. Dos diversos impactos ambientais que a produção massiva de energia eléctrica causa, o aquecimento global terrestre apresenta-se como o mais importante e perigoso; contudo, os restantes fenómenos ambientais como: a diminuição da camada de ozono, a chuva ácida e o nevoeiro fotoquímico, não devem ser ignorados.

2.4.1 Aquecimento global (*global warming*)

O Aquecimento global terrestre é um fenómeno ambiental, que refere-se ao aumento da temperatura média dos oceanos e do ar que se encontra mais próximo da superfície terrestre, e vem se verificando desde meados do século 20 [(8)]. O *IPCC* estima que a temperatura média da superfície terrestre durante o início e final do século 20 (1901-2000) cresceu em aproximadamente $0,74 \pm 0,18^0C$ [(8)] e, prevê que durante o século 21 (2001-2100) aumentará entre 1,1 a 6,4 ^0C [(8)]. Este aumento de temperatura pode provocar um grande desequilíbrio no balanço térmico terrestre, que poderá causar o derretimento dos glaciares e dos gelos das montanhas, que terão como consequência indesejável, o aumento do nível médio das águas do mar, que por sua vez poderá provocar a submersão e provável desaparecimento de muitas ilhas do pacífico e outros países que se situam a um nível igual ou inferior ao nível médio das águas do mar; resultando em êxodos populacionais, fenómenos físico-naturais indesejáveis, extinção de espécies animais, danificação e degradação de terrenos agrícolas férteis, etc. Segundo os estudos científicos e

meteorológicos do *IPCC*, os principais responsáveis pelo aquecimento global são os gases de efeito estufa (GEE) [8] ou *GHG* (*GreenHouse Gases*).

2.4.2 O efeito de Estufa

Denomina-se efeito de estufa ou *greenhouse effect*, a influência que alguns gases específicos exercem sobre a temperatura média da superfície terrestre [9]. Estes gases são chamados comummente de gases de efeito de estufa (GEE) ou *greenhouse gases* (*GHGs*) e provocam os aumentos da concentração do calor e da temperatura da atmosfera terrestre.

Gases de efeito de estufa antropogénicos

Os GEE antropogénicos mais importantes, por ordem de representatividade, são os seguintes: - Dióxido de carbono (CO_2), com aproximadamente 74% do total de GEE produzidos; sendo que, aproximadamente 55%, são resultantes da combustão de combustíveis fósseis e processos industriais de fabrico de cimento, e aproximadamente 19%, resultantes dos processos de aterro e desflorestação; - Metano (CH_4), com aproximadamente 16%; - Óxido nitroso (N_2O), com aproximadamente 9%; - Clorofluorcarbonetos ($CFCs/CF_xCl_x$), com aproximadamente 1%. [10], [11]. Portanto, o CO_2, CH_4 e N_2O são – por ordem decrescente de importância – os GEE mais perigosos para o efeito de estufa e aquecimento global.

O CH_4 antropogénico é produzido fundamentalmente pelas actividades agrícolas e pecuárias. Estas actividades representam aproximadamente 45% do total de emissões de CH_4; sendo que, aproximadamente 30% resultam da criação de gado bovino e caprino – através do processo de fermentação entérica ou intestinal das vacas e cabras durante o seu processo de digestão ou ruminação – e aproximadamente 3% da produção de estrume [10]. Os restantes 12% resultam da produção do arroz e outros produtos agrícolas [10], que também são indispensáveis ao ser humano.

O CO_2 antropogénico resulta – maioritariamente – da produção de energia eléctrica. Este sector é responsável por mais de 60% da emissão de CO_2; dos quais, aproximadamente 75%, resultam da combustão de carvão. [10] A energia eléctrica é – sem dúvida – o sector a investir, se realmente se pretende reduzir as emissões globais de GEE; e uma vez que os tratados energéticos mundiais têm-se revelado ineficazes, quer por desacordo das partes – Copenhaga 2009 [10] – ou por passividade – *Kyoto* [11] –, o

desenvolvimento de soluções energéticas alternativas de produção de energia eléctrica já não é uma alternativa, é uma necessidade.

Os cientistas e especialistas em química ambiental estimam que, para que a temperatura média da superfície possa ser mantida com o mínimo de elevação possível até 2050, as quantidades totais mundiais de emissão de GEE deverão diminuir em 80% em relação às quantidades totais emitidas em 1990 [(11)].

2.5 Soluções sustentáveis para produção de energia eléctrica

A preocupação com o meio ambiente e com a dependência da produção de energia eléctrica – a partir dos combustíveis fósseis – revela consciência ambiental; contudo, não é suficiente; ou seja, após esta acção, que é passiva, deve-se passar para acções activas, que permitam reduzir ao máximo a dependência energética dos combustíveis fósseis e a poluição ambiental. Isto é, devem propor-se soluções energéticas alternativas sustentáveis para a produção de energia eléctrica.

2.5.1 Aproveitamento fotovoltaico

O aproveitamento fotovoltaico refere-se ao aproveitamento da energia solar para produção directa de electricidade; ou seja, transformar directamente os fotões luminosos provenientes dos raios emitidos pelo sol em electricidade. A energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos – para uma mesma tecnologia fotovoltaica – depende da quantidade de energia emitida pela radiação solar, em watts por metro quadrado (W/m^2), e da área ocupada pelos painéis/geradores fotovoltaicos, em metros quadrados (m^2). Portanto, para uma quantidade de irradiação/radiação solar E_0 – expressa em W/m^2 – e uma área fotovoltaica (A), expressa em m^2, um sistema FV produz a seguinte potência eléctrica:

$$P_{FV} = E_0 . A \ (W) \qquad (2.1)$$

Aplicação em sistemas eléctricos de pequena escala

A produção de energia eléctrica em pequena escala é – provavelmente – a mais valiosa aplicação dos sistemas fotovoltaicos; a par dos sistemas eólicos, são os dois únicos recursos renováveis, que podem produzir boas quantidades de energia eléctrica com custos razoáveis, a esta escala.

Os sistemas fotovoltaicos classificam-se em independentes (*stand alone systems*), dependentes da rede eléctrica normal/pública (*grid tied connected systems*), e híbridos. Os sistemas fotovoltaicos dependentes, para além de ligarem-se à rede eléctrica pública, também podem alimenta-la – electricamente –, desde que existam regulamentos que permitem a aplicação de tarifas eléctricas especiais para o efeito. Quando disponíveis, as concessionárias geralmente utilizam dois tipos de tarifas eléctricas especiais: a tarifa de medição da rede (*net metering*), e a tarifa de facturação da rede (*net billing/buy sell*) [(12)]. Os sistemas fotovoltaicos independentes, são sistemas que não se ligam à rede eléctrica normal, ou seja, a energia fornecida ao utilizador depende inteiramente do sistema fotovoltaico. Os sistemas híbridos, referem-se aos sistemas fotovoltaicos, em que para além da fonte fotovoltaica – que é utilizada como fonte energética primária do sistema –, utiliza-se uma outra fonte energética para cobrir as deficiências de produção energética da fonte fotovoltaica nos períodos de menor incidência solar. Ambos os sistemas fotovoltaicos – dependentes e independentes – podem ser ligados a um sistema de armazenamento, porém, os sistemas dependentes raramente fazem uso de sistemas de armazenamento; na medida em que servem – essencialmente – para poupar electricidade; enquanto em sistemas independentes, os sistemas de armazenamento são elementos essenciais.

A capacidade fotovoltaica instalada mundial tem crescido sucessivamente ano após ano, como pode-se observar nos dados representados na tabela 2.7 [(13)]. Este crescimento deveu-se em grande parte a descida vertiginosa dos custos associados aos sistemas fotovoltaicos, como pode-se observar na tabela 2.6 [(14)], em que constata-se: que até 2010 – ou seja, até finais do ano em curso –, os custos dos sistemas fotovoltaicos de pequena e grande escala decrescerão, respectivamente, 43% e 42%, relativamente ao período de 1999. [(14)] Para o período que vai de 2010 até 2020, prevê-se uma redução total nos custos dos sistemas FVs de aproximadamente 50% [(14)].

	Período/ano			Variação total (%)		
Custo do sistema FV(k€/kW)	1999	2010	2020	(1999-2010)	(1999-2020)	(2010-2020)
Pequena escala (2,6 kWp)	7,2	4,1	2,1	-43	-71,5	-50
Grande escala (592 kWp)	5,0	2,9	1,5	-42	-70,0	-48

Tabela 2.6 Estimativas de custos dos sistemas FVs de pequena e grande escala, desde 2010 até 2020. Fonte*:* Adapt. *Sustainable Energy Commission, German Bundestag* (2002)

Na tabela 2.7 pode-se verificar que, relativamente aos períodos de 2004 e 2007, a capacidade fotovoltaica instalada mundial em 2008 teve, respectivamente, crescimentos

anuais de aproximadamente 47% e 69%. Em relação a capacidade instalada individual, a Alemanha lidera, seguida da Espanha, e Japão; Portugal ocupa a nona posição.

		Capacidade instalada (MW)			Δ_a (%)		Quota (%)
Posição	País/Região	2004	2007	2008	(2007-2008)	(2004-2008)	2008
1	Alemanha	1044	3998	5498	37,5	51,5	40,9
2	Espanha	37,4	630,2	3291,2	422	206	24,5
3…	Japão	1132	1918,9	2148,9	12,0	17,4	16,0
…9…	Portugal	2,70	18,2	68,2	275	124	0,51
……	Total Mundial	2861,2	7957,4	13444,9	69,0	47,2	100

Tabela 2.7 Capacidade instalada acumulada fotovoltaica mundial em 2009. Fonte: Adapt. *IEA; Photovoltaic Power Systems Programme; EPIA and EurObserver*

Os sistemas fotovoltaicos dependentes simples têm melhor aplicação em países ou regiões em que a dificuldade de produção e distribuição de electricidade é muito reduzida. Em países com grandes dificuldades de produção e distribuição de electricidade, como é o caso dos países da África subsaariana ou África negra – da qual faz parte Angola –, a maioria da população não tem acesso a energia eléctrica, como pode observa-se na tabela 2.8 [(15)]. Angola – em particular – é um país que possui muitas e variadas fontes de energia eléctrica, mas infelizmente a maioria da sua população não tem acesso à electricidade, e sendo um país tropical, a aplicação de sistemas fotovoltaicos pode ser muito competitiva.

Na tabela 2.8 verifica-se que, enquanto a África saariana/branca apresenta uma taxa de electrificação de 95,4%, a África subsaariana apresenta uma taxa de electrificação de apenas 25,9%. A taxa de electrificação é um índice apresentado em percentagem, que é calculado através do rácio entre a população com acesso à electricidade e a população total de uma determinada região; sendo um índice percentual: para que possa ser considerado como razoável, deverá ser de pelo menos 50%, ou seja, deverá representar – pelo menos – metade da população de uma determinada região; o que não se verifica na África subsaariana, nem tão pouco em países como Angola, ou Moçambique, que chegam a apresentar taxas de electrificação de 15,1% e 6,5%, respectivamente.

O processo de distribuição de electricidade em zonas rurais é extremamente dispendioso; por vezes, a instalação de um sistema energético independente nestas zonas é mesmo uma necessidade; neste particular, os sistemas fotovoltaicos levam uma grande vantagem, pois podem abastecer uma considerável população – sem custos acrescidos de transformação e distribuição.

	População (Milhões)			Taxa de electrificação
País /Região	Total	C/Electricidade	S/Electricidade	(%)
África do Norte	153	146	7,01	95,4
África Subsaariana	738	191	547	25,9
Angola	15,9	2,40	13,5	15,1
Moçambique	19,9	1,3	18,6	6,5
...Mundo	6452	4875	1577	75,6

Tabela 2.8 Acesso à electricidade em África e a nível mundial em 2006. Fonte: Adapt. *OECD; AIE*

2.5.2 Sistemas eólicos (aproveitamento eólico)

Sistema eólico é um termo técnico que se utiliza para designar os sistemas energéticos que aproveitam os recursos eólicos (ventos) para a produção de energia. Como foi visto em pontos anteriores deste capítulo – e segundo os dados energéticos mais recentes –, os sistemas eólicos têm como principal – e único – objectivo a produção de energia eléctrica. A energia produzida pelos sistemas eólicos depende da quantidade de energia produzida pelas suas turbinas eólicas, que por sua vez depende fundamentalmente de três factores: - Da velocidade do vento; - Da área varrida pelas pás das turbinas; e da densidade do ar atmosférico no local; através da seguinte relação:

$$P = ½ \rho \times A \times v^3 \text{ (16)} \qquad (2.2)$$

Onde: v - é a velocidade do vento; A - é a área do rotor da turbina; ρ - a densidade padrão do ar atmosférico no local onde a turbina encontra-se instalada.

A capacidade eólica instalada mundial – representada na tabela 2.9 (13) – registou, em 2008, taxas de crescimentos fenomenais relativamente a períodos anteriores; tendo registado taxas de crescimento anuais de aproximadamente 26% e 30%, relativamente aos períodos de 2004 e 2007, respectivamente. A nível individual, os EUA lideram, seguidos da Alemanha, e Espanha; Portugal ocupa a décima posição.

Tal como os sistemas fotovoltaicos, os sistemas eólicos também classificam-se em independentes e dependentes, e híbridos; contudo, ao contrário dos fotovoltaicos, têm como fonte primária o gerador eólico.

Aplicação em média escala

Para sistemas independentes de média e média-larga escala, não existe sistema energético renovável mais competitivo que o sistema eólico; pois, as microturbinas actuais conseguem produzir até 10 kW de potência com facilidade [(11)], o que permite implementar pequenas ou minicentrais eléctricas eólicas que permitem fornecer energia eléctrica às populações rurais destas regiões; enquanto um sistema fotovoltaico, com a mesma potência, seria muito mais dispendioso.

		Capacidade instalada (MW)			Δa (%)		Quota (%)
Posição	País/Região	2004	2007	2008	(2007-2008)	(2004-2008)	2008
1	EUA	6750	16879	25237	49,5	39,1	20,7
2	Alemanha	16649	22277	23933	7,43	9,50	19,6
3…	Espanha	8263	14714	16543	12,4	19,0	13,5
…10…	Portugal	585	2150	2829	31,6	48,3	2,32
……	Total Mundial	47912	94005	122158	29,9	26,4	100

Tabela 2.9 Capacidade instalada acumulada mundial de energia eólica em 2009. Fonte: Adapt. *BP*

Referências bibliográficas

1- EIA (s/d) – *Forms Of Energy, Energy*, página consultada a 18.11.2009, < http://www.eia.doe.gov >;

2- Krebs, Frederik C. – *Polymer Photovoltaics, A Pratical Aproach*, Washington, Society of Photo-Optical Instrumentation Engineers(SPIE), 2008, págs.1-3;

3- Leonard, Grigsby L. – *Electric Power Generation, Transmission and Distribution*, New York, CRS Press Taylor & Francis Group, 2007, págs. 1 – 1-1 – 7;

4- http://www.ren21.net/globalstatusreport/download/RE_GSR_2006_Update.pdf
Apud Krebs, Frederik C.– *Polymer Photovoltaics, A Pratical Aproach*, Washington, Society of Photo-Optical Instrumentation Engineers (SPIE), 2008, pág. 3, tabela 1.3;

5- Wikipedia (2009) – *Renewables Global Status Report 2009, Renewable Energy, World Energy Resources and Consumption*, página consultada a 16.11.2009, <http://www.wikipedia.org>;

6- EIA (2009) – *International Energy Annual*, página consultada a 16.11.2009, <http://www.eia.doe.gov/iea>; <www.eia.doe.gov/olaf/aeo>;

7- EIA (2005) – *International Energy Anual 2003*, página consultada a 18.12.2009, <http://www.eia.doe.gov/iea>;

8- IPCC (04-05-2007) – "*Summary for Policymakers*", *Climate Chance 2007, The Physical Science Basis, Contribution Of Working Group I to the Fourth Assessment Report of IPCC* Apud Wikipedia (s/d) – *Global Warming*, página consultada a 22.12.2009, <http://www.wikipedia.org>;

9- Chang, Raymond – *Química*, 5ª Edição, Lisboa, Mcgraw-Hill Lda, 1994, págs. 801-820;

10- IPCC (2007) – *IPCC Fourth Assessment Report, Climate Change* Apud IEA (2009) – *IEA Statistics, CO_2 Emissions From Fuel Combustion Highlitghts*, página consultada a 22.12.2009, <http://www.iea.org>;

11- Popular Science – *The Future of Energy*, Popular Science, volume 275, nº1, 2009, pág. 39;

12- Chiras, Dan; Sagrillo, Mick; Woofende, Ian – *Power from The Wind, A Pratical Guide To Small-Scale Energy Production*, Gabriola Island, New Society Publishers, 2009, pág. 54;

13- BP (2009) – *BP Statistical Review Of World Energy Full Report*, página consultada a 14.03.2010, < http://www.bp.com> ;

14- Sustainable Energy Commission, German Bundestag (2002) Apud Earthscan – *Planning & Installing Photovoltaic Systems, A guide for Installers, architects and engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, pág. 332;

15- OECD Apud IEA (2007) – *IEA World Energy Outlook*, página consultada a 14.03.2009, < http://www.iea.org> ;

16- Patel, Mukund R. – *Wind and Solar Power Systems, Design, Analysis and Operations*, 2ª Edição, New York, Taylor & Francis Group, 2006, pág. 26.

Capítulo 3

Aproveitamento solar

3. Aproveitamento solar

O aproveitamento solar refere-se a montagem de sistemas energéticos, que têm como fonte energética primária o sol.

3.1 Energia solar

É a energia emitida pelo sol e que chega à superfície terrestre sob a forma de ondas electromagnéticas (radiação), que se propagam transversalmente no espaço.

"*O sol é o centro do sistema solar terrestre. A energia que o sol liberta aquece o planeta terra e dá vida a todos os seus elementos (...)* "[6] ; ou seja, a importância que sol tem para o planeta terra em termos energéticos é quase imensurável, pois, com excepção da energia nuclear, todos os recursos energéticos utilizados para a produção de energia dependem directa ou indirectamente da acção do sol: nos sistemas energéticos solares térmicos, aproveita-se a energia térmica da radiação solar para a produção de energia térmica, e nos sistemas energéticos solares fotovoltaicos, utiliza-se a energia luminosa da radiação solar para a produção de energia eléctrica; portanto, estes sistemas energéticos dependem directamente da energia solar; as restantes fontes energéticas renováveis resultam da acção indirecta do sol: o vento – fonte energética da energia eólica –, é produzido através da diferença de densidades do ar, que também só existe devido às variações de temperaturas, isto é, variações de intensidade da radiação solar; os extractos de terra – fonte energética da energia geotérmica –, apenas possuem tais quantidades massivas de energia porque absorvem a energia solar; a biomassa, através da energia que os elementos agrícolas absorvem do sol; a hidroeléctrica, em que as águas dos rios só entram em movimento devido às variações existentes nas suas densidades ou intensidades da radiação solar; inclusive os combustíveis fósseis, que são hidrocarbonetos, só existem devido à acção indirecta da energia solar.

3.1.1 Produção da energia solar

O Sol encontra-se no centro do sistema solar terrestre e pode ser imaginado como sendo um objecto enorme e massivo composto por um aglomerado de gases suportados

[6] " *THE SUN IS THE CENTER of our solar system. The energy it releases warms our planet and powers all life on earth (...)"* Adapt. (*Ramlow* e *Nusz*, 2009) (1)

pela acção das forças gravitacionais [(2)]. Possui um diâmetro aproximado de $1{,}39 \times 10^7$ m, uma massa aproximada de $1{,}989 \times 10^{30}$ kg; e as temperaturas e pressões no seu centro chegam a atingir níveis elevadíssimos de $15{,}6 \times 10^5$ K e 25×10^{10} atm, respectivamente [(2)]. A existência destes elevados níveis de temperatura e pressão – no seu centro – provoca a ocorrência de processos de fusão nuclear, que basicamente são processos reactivos fortes de junção de núcleos que ocorrem no núcleo solar e provocam a transformação de átomos de hidrogénio (H_2) em hélio (He), de forma maneira contínua e sucessiva, libertando grandes quantidades de energia. [(2)]. A energia emitida pelo sol – e que chega até a superfície terrestre – é produzida no centro ou núcleo solar, num processo que pode ser descrito simplificadamente da seguinte maneira:

- No núcleo solar, 7×10^{11} kg de hidrogénio são convertidos em 695×10^9 kg de hélio em cada segundo, libertando 5×10^9 kg de energia sob a forma de raios gama, equivalentes a $3{,}86 \times 10^{26}$ J de energia; [(2)] os raios gama produzidos emitem frequências elevadíssimas, da ordem de 1×10^{21}Hz, e comprimentos de onda (λ) da ordem de 1×10^{-3} nm; [(2)]
- Os raios gama propagam-se até a superfície do sol – por absorção e reemissão – a temperaturas sucessivamente mais baixas, até atingirem a superfície do sol, sob a forma de luz visível; emitindo frequências mais moderadas – da ordem de 1×10^{14} Hz – e maiores comprimentos de onda – da ordem de 1×10^3 nm [(2)];
- A energia emitida pelo sol – e que chega à superfície terrestre sob a forma de radiação – é emitida em todas as direcções e depende – fundamentalmente – da distância que vai desde a superfície solar até a superfície terrestre, também conhecida como unidade astronómica (UA), que apresenta um valor aproximado de $149{,}6 \times 10^9$ m; ou seja, 1 UA $\approx 149{,}5 \times 10^9$ m = $1{,}495 \times 10^8$ km [(2)].

A energia solar, que chega a superfície terrestre, recebe o nome de radiação/irradiação solar ou insolação solar, e é referenciada em W/m^2 [(3)]. A radiação solar média, que chega no espaço exterior a atmosfera terrestre, é de aproximadamente 1367 W/m^2 [(2)]; mas quando atravessa as várias camadas da atmosfera terrestre, uma parte da luz visível e da radiação perdem-se por absorção – ou outros fenómenos – em regiões específicas do espectro, diminuindo consideravelmente a sua intensidade [(3)]. Na prática, a UA não tem um valor constante, devido aos movimentos de translação e rotação que a terra efectua em torno do sol e do seu eixo; logo, o valor da radiação solar também não é constante. Estima-se que a

UA varia entre $1{,}47 \times 10^8$ e $1{,}52 \times 10^8$ km, ou seja, $1{,}47 \times 10^8$ km ≤ 1 UA $\leq 1{,}52 \times 10^8$ km [(3)] e, como resultado desta variação, o valor da radiação solar também flutua. Estima-se que o valor da radiação solar varia – anualmente – entre 1325 e 1412 W/m^2 [(3)]; portanto, 1325 W/m^2 $\leq E_0 \leq$ 1412 W/m^2.

3.2 A radiação solar na superfície terrestre

Estima-se que apenas dois milionésimos ($2/1{\times}10^6$) da radiação solar chegam anualmente até à superfície exterior da terra [(2)]. Esta quantidade corresponde a uma quantidade energética anual de aproximadamente 1×10^{18} kWh [(2)] ou 1 ZWh; equivalentes a uma potência eléctrica anual de aproximadamente $1{,}14 \times 10^5$ TW ou 0,114 EW. Para se ter uma noção real da magnitude energética contida na radiação solar – e que chega ao exterior da superfície terrestre –, basta comparar o seu valor energético com os valores dos índices energéticos mundiais relativos aos consumos energéticos actual e estimado, e as produções actual e estimada de energia eléctrica, vistos no capítulo anterior, chegando-se matematicamente às seguintes conclusões:

- Comparando a quantidade energética contida na radiação solar com o consumo máximo previsto para o ano de 2050 – estimado em aproximadamente 35 TW – verifica-se que a energia solar é mais que suficiente para cobrir as necessidades energéticas mundiais, inclusive com o cenário mais pessimista de consumo, uma vez que é – aproximadamente – 3300 vezes superior ao consumo mundial energético total para este período; comparando a radiação solar com o consumo energético actual – referente até ao final do ano em curso (2010) –, estimado em 17 TW, a energia da radiação solar é – aproximadamente – 6700 vezes superior ao total de energia consumida neste período;
- Tendo sido a produção mundial de electricidade em 2006 aproximadamente 17,9 PWh, a produção prevista para o final do ano em curso (2010) 20,7 PWh e a produção estimada para 2030 31,8 PWh, verifica-se que a energia contida na radiação solar é, aproximadamente e respectivamente 64000, 55000 e 36000 vezes superior às produções mundiais totais de electricidade nos anos referidos.

3.2.1 Distribuição da radiação solar

Anualmente, e resultante do movimento de translação da terra em torno sol, a radiação solar global (E_s) no exterior da superfície terrestre apresenta ligeiras variações que podem ser representadas pela seguinte relação:

$$E_s(d) = 1350 - [40 \times \sin(2\pi \times \left(\frac{284+d}{365}\right))] \quad (W/m^2)\ ^{(4)} \qquad (3.1)$$

Onde: d (1 <d <365) é o dia do ano – contado a partir de 1 de Janeiro [(4)].

A expressão 3.1 representa a radiação solar global/total emitida nos vários comprimentos de onda no exterior da atmosfera terrestre. Ao atravessar a atmosfera terrestre, as radiações solares ultravioleta (UV), situadas nos comprimentos de onda menores que 0,29 µm, são absorvidas pela camada de ozono (O_3); e os Infravermelho, situados nos comprimentos de onda acima de 2,6 µm, são absorvidos pelo vapor de água e dióxido de carbono (GEE)) [(4)]. A radiação solar que atinge a superfície terrestre varia desde zero, ao nascer do sol, até um valor máximo que se verifica mais ou menos ao meio-dia – pressuponde-se ausência de nebulosidade [(4)]. Como pode-se observar na figura 3.1 [(5)], a radiação solar global subdivide-se nas seguintes três parcelas:

- Radiação directa (E_d): corresponde à fracção da radiação solar global que atinge a superfície terrestre num percurso unidireccional;
- Radiação difusa (E_u): corresponde à fracção sujeita ao fenómeno de difusão, que mantém as características da energia radiante global;
- Radiação reflectida (E_r): corresponde à parcela da radiação solar global sujeita às reflexões na superfície terrestre. [(3)]

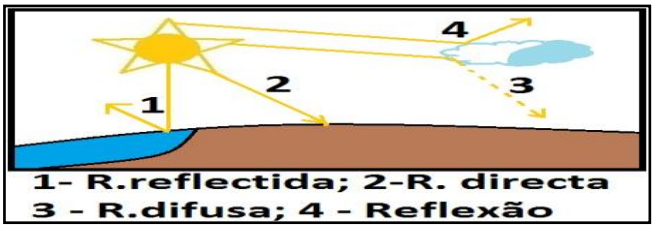

Figura 3.1 Componentes da radiação solar. Fonte: Adapt. *Quaschning, V.*

Radiação solar directa

Esta componente da radiação solar é função da nebulosidade e da massa de ar que é atravessada [4], isto é, da altitude/altura solar (h_s) do local. A radiação solar directa numa superfície horizontal (E_{dh}) pode ser calculada através da seguinte expressão:

$$E_{dh} = E_d \times \sin(h_s)\ ^{(3),\,(4)} \tag{3.2}$$

Para uma superfície de orientação arbitrária, a radiação solar directa – por unidade de área e tempo – é obtida da seguinte forma:

$$E_{d\gamma} = a \times E_d \times \sin(\gamma)\ ^{(3),\,(4)} \tag{3.3}$$

Onde: **a** é o coeficiente de absorção da superfície; γ, o ângulo de incidência da radiação solar directa na superfície; e E_d, o valor da radiação solar directa. [3], [4]

Radiação solar difusa

A variação diária da radiação solar difusa (E_u) que uma superfície horizontal recebe, pode ser determinada – com aproximação – a partir do seu valor máximo ($E_{umáx}$), segundo a expressão:

$$E_u = E_{umáx} \times \sin[\pi\,(t_u - h_{nas})/(h_{por} - h_{nas})]\ ^{(4)} \tag{3.4}$$

Onde: h_{nas} e h_{por} são, respectivamente, a altitude (altura) solar ao nascer e ao pôr-do-sol; e t_u, um coeficiente que exprime a influência da nebulosidade e que é determinado segundo a expressão:

$$t_u = [(\sin(h_m + 5^o))/(k_a \times \log\,(E_{dm}/E_s))]\ ^{(4)} \tag{3.5}$$

Onde: h_m e E_{dm} são, respectivamente, a altura solar e a radiação solar directa ao meio-dia; E_s, a radiação solar global (total); e ka, um coeficiente que depende da altitude do local considerado, que é determinado através da seguinte expressão:

$$k_a = [(1 - 0{,}11z)/100)]\ ^{(4)} \tag{3.6}$$

Onde, z, é a altitude do local considerado.

Para uma superfície que faça um ângulo β com o plano horizontal, verifica-se:

$$E_{u\beta} = E_u \times (1 + \cos(\beta))/2 \ ^{(4)} \qquad (3.7)$$

Radiação Solar Reflectida

A percentagem da radiação solar que é reflectida pela superfície terrestre, corresponde ao albedo (**ab**) da superfície terrestre [(3)]. O albedo de uma superfície depende do material que constitui essa superfície e, quanto maior for o seu valor, maior será a radiação solar reflectida, mais luminosa será a área que circunda e, consequentemente, maior será a radiação solar reflectida produzida [(3)]. De uma maneira geral, pode assumir-se um albedo de 0,2 para a maioria das superfícies; no entanto, para as superfícies aquáticas, devem ser aplicados os valores da tabela 3.1 [(6)], pois estas superfícies estão sempre em movimento, o que provoca a ocorrência de ondas que reflectem a radiação solar. [(3)] A radiação solar reflectida pode ser calculada – com aproximação – através da seguinte expressão:

$$E_r = \mathbf{ab} \times (E_d + E_u) \ ^{(4)} \qquad (3.8)$$

No caso de uma superfície que faça um ângulo β com o plano horizontal, vem:

$$E_{r\beta} = E_r \times (1 - \cos(\beta)) \ ^{(4)} \qquad (3.9)$$

Superfície	Albedo	Superfície (Cont.)	Albedo (Cont.)
Relva (Julho, Agosto)	0,25	Aquática ($\gamma > 45\ ^oC$)	0,05
Relva Seca	0,28-0,32	Aquática ($\gamma > 30\ ^oC$)	0,08
Betão Liso /Limpo	0,30	Aquática ($\gamma > 20\ ^oC$)	0,12
Betão Desgastado	0,20	Aquática ($\gamma > 10\ ^oC$)	0,2

Tabela 3.1 Valores para os albedos de diversas superfícies. Fonte: *Quaschning, V.*

Radiação solar total/global

A radiação solar global ou total pode ser representada – por unidade de área e tempo – através da soma algébrica dos três tipos de radiação solar, segundo a expressão:

$$E_s = a \times [E_d \times \sin(\gamma) + E_u \,.\, (1 + \cos(\beta))/2 \ + E_r \,.\, (1 - \cos(\beta))/2] \ ^{(4)} \qquad (3.10)$$

3.2.2 Ponto de radiação solar máxima

A quantidade máxima de radiação, que chega à superfície terrestre, depende da quantidade ou massa de ar atmosférica que tem de ser atravessada – vulgarmente designada por massa de ar (*AM* (*Air Mass*), ou a) – e é representada pela expressão:

$$AM = a = 1/E_d \times \sin(\gamma)\ ^{(7)} \qquad (3.11)$$

O espectro luminoso obtido após a luz solar ter atravessado a massa de ar é geralmente indicado pela sigla *AM*, seguido de uma grandeza numérica, que indica qual a quantidade de massa de luz solar que efectivamente atravessou a atmosfera terrestre [(7)]: quando a luz solar não sofre a acção da atmosfera terrestre, ou seja, quando encontra-se no espaço, o seu espectro é referenciado como *AM0* [(7)]; o número 0 indica que nenhuma massa de luz solar atravessou – efectivamente – a atmosfera terrestre. O valor de 1367 W/m^2 da constante solar é referenciado para o espectro *AM0*; a partir do momento em que a luz solar atravessa a atmosfera terrestre, a constante solar terá obrigatoriamente um valor menor.

O espectro da luz solar (*AM*) depende – fundamentalmente – da altura ou altitude solar (γ) e varia na razão inversa com esta, ou seja, quanto maior for o ângulo de inclinação da altitude solar, menor será *AM*, como pode-se observar na figura 3.2 [(8)], que apresenta as variações dos valores da radiação solar antes e depois de atravessar a atmosfera terrestre, ou seja, *AM0* e *AM* > 0, respectivamente. Nesta figura, o gráfico em preto escuro corresponde às variações da radiação solar ao longo do espaço ou no exterior da atmosfera, isto é, ao espectro *AM*0; enquanto o gráfico em preto claro corresponde às variações da radiação solar no interior da superfície terrestre (*AM* > 0), mais precisamente em regiões do espectro *AM1,5*; no interior da superfície terrestre (*AM* > 0), o menor *AM* ocorre quando a altitude solar é perpendicular à superfície terrestre, que se verifica no equador (figura 3.3 [(9)]); portanto, no equador, verifica-se:

$$AM = 1/\sin 90 = 1 \equiv AM1 \qquad (3.12)$$

AM1 corresponde a altitude solar no equador durante o período nocturno do Outono ou Primavera [(3)].

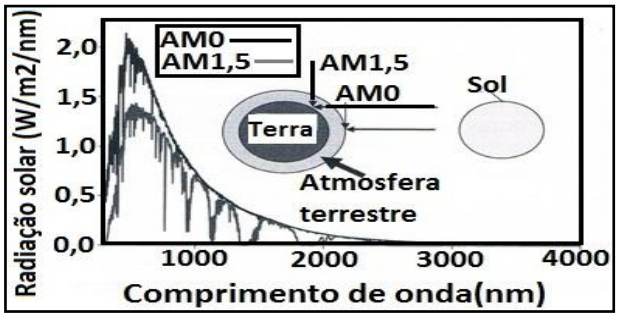

Figura 3.2 Espectro solar no exterior (*AM0*) e no interior (*AM*>0) da atmosfera terrestre. Fonte: Adapt. *Krebs, Frederik C.*

Radiação solar no equador

Como consequência das variações do *AM0* e da UA, o valor da constante solar máxima também varia, mas anualmente, apresenta um valor médio. Considera-se como valor médio da radiação solar, o valor da constante solar sujeito à percentagem máxima de absorção quando atinge o interior da superfície terrestre, que é estimado em aproximadamente 27% [(7)]; de que resulta:

$$E_1 = E_{máx} = E_{equador} = E_0 - 0{,}27E_0$$

$$E_1 = E_{máx} = E_{EQUADOR} \approx 1000\ W/m^2/ano. \qquad (3.13)$$

Figura 3.3 Pico de radiação solar da superfície terrestre. Fonte: Adapt. *English Wikipedia*

A tabela 3.2 [(6)] apresenta uma relação entre o ângulo de inclinação da radiação solar incidente (γ) e a quantidade de radiação solar absorvida. Na última coluna desta tabela, apresentam-se valores relativos à redução média que a radiação solar sofre ao penetrar a atmosfera terrestre. Os dados da tabela 3.2 podem ser utilizados para efeitos de cálculos em sistemas de aproveitamento solar. [(3)]

Radiações solares nos vários pontos do globo

O valor da expressão 3.13 apenas ocorre supondo condições meteorológicas ideais, isto é, ausência completa de nebulosidade ao longo do ano; o que raramente acontece. Para ocorrências frequentes: - A região do Equador possui as maiores horas de pico solar – com mais de 2300 kWh/m^2 [(3)] –, seguindo-se com um valor situado no intervalo entre 2100 e 2300 kWh/m^2 [(3)], as regiões do norte de África, zona sul da América do norte, noroeste da América do sul e norte da Austrália [(3)]; - A região do continente europeu que regista as maiores horas de pico solar é a península ibérica – que é a região que alberga Espanha e Portugal, e que liga a Euro-Ásia ao continente africano –, com um valor compreendido no intervalo entre 1900 e 2100 kWh/m^2 [(3)]; - A região do globo – com registo de densidade populacional – com menores horas de pico solar, é a região que compreende o norte da Europa, norte da Ásia e norte da América do norte, com um valor compreendido no intervalo de 900 a 1050 kWh/m^2 [(3)]. As horas de pico solar de uma região referem-se ao número de horas que a intensidade de radiação solar desta região iguala o valor da constante solar [(10)]. Ex.: Uma zona com 4 horas de pico solar possui – ao longo do ano –: 4 × 1000 W/m^2 = 4 kWh/m^2.

γ (o)	*AM*	Absorção (%)	Dispersão molecular (%)	Poluentes (%)	Redução Média (%)
90	1,00	8,7	9,4	0-25,6	17,3-38,5
60	1,15	9,2	10,5	0,7-29,5	19,4-42,8
30	2,00	11,2	16,3	4,1-44,9	28,8-59,1
10	5,76	16,2	31,9	15,4-74,3	51,8-85,4
5	11,5	19,5	42,5	24,6-86,5	65,1-93,8

Tabela 3.2 Dependência da radiação solar com o seu ângulo de elevação. Fonte*: Quaschning, V.*

3.2.3 Medição da radiação solar

A intensidade da luz solar pode ser medida directamente, ou indirectamente. Mede-se directamente a intensidade da luz solar através da utilização de pirómetros – ou piranómetros – ou através de sensores fotovoltaicos. Os pirómetros (figura 3.4 [(11)]), são sensores que medem a intensidade da luz solar numa superfície plana e apresentam um nível de precisão extremamente elevado; contudo, respondem lentamente e com pouca precisão, em caso de medições curtas em céus parcialmente nebulosos; [(3)] os sensores fotovoltaicos (figura 3.5 [(11)]) possuem uma célula fotovoltaica, geralmente cristalina, que fornece uma corrente directamente proporcional a radiação solar, e possuem um grau de precisão compreendido entre 2 a 5% [(3)]; ou seja, são menos precisos que os pirómetros.

Na medição indirecta da intensidade da luz solar geralmente utilizam-se os dados colhidos nas imagens dos satélites terrestres, ou ainda mapas nacionais e/ou regionais pré-elaborados.

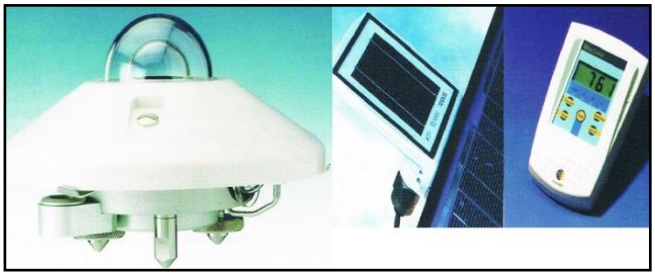

Figura 3.4 Ilustração de um pirómetro. Fonte: *Kipp and Zonen Lambrecht, Gottingen*; Figura 3.5 Sensor FV. Fonte: *IKS*; *Solarc*

Unidades de potência e consumo da radiação solar

A potência da radiação/irradiação solar é expressa pela intensidade de radiação solar (E), e a sua unidade – no sistema SI – é o W/m^2, ou seja, $(J/s)/m^2$. A unidade de referência do consumo energético da radiação solar, no sistema SI, é o kWh/m^2 (1000 W × 3600 s/m^2, porém pode-se utilizar em alternativa as seguintes unidades: J/m^2; MJ/m^2, *Langley*/85,93, $cal/cm^2 \times min.$, *BTU*/ft^2 [10].

3.3 Sistemas energéticos solares

Chamam-se sistemas energéticos solares, os sistemas energéticos que tiram proveito directo da energia solar para a produção de energia. Os sistemas energéticos solares podem ser subdivididos nos seguintes três grupos:

- Sistemas energéticos solares fotovoltaicos: aproveitam a intensidade luminosa contida na radiação solar para a produção directa de electricidade;
- Sistemas energéticos solares térmicos: aproveitam energia térmica da radiação solar para a produção de energia térmica;
- Sistemas energéticos solares combinados: também chamados de sistemas de combinação de energia eléctrica e aquecimento (CEA) ou *CHP* (*Combined Heat and Power Systems*), produzem – em simultâneo – electricidade e aquecimento. [12]

Referências bibliográficas

1. Ramlow, Bob; Nusz, Benjamim – *Solar Water Heating, A comprehensive Guide To Solar Water and Space Heating Systems*, Gabriola Island, New Society Publishers, 2009, pág. 1;
2. Krebs, Frederik C. – *Polymer Photovoltaics, A Pratical Aproach*, Washington, Society of Photo-Optical Instrumentation Engineers (SPIE), 2008, págs. 4, 5;
3. Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, págs. 8-15 ;
4. Instituto Nacional de Soldadura – *Térmica dos Edifícios*, Lisboa, Instituto Nacional de Soldadura, 1996, págs. 33-40;
5. V. Quaschning Apud Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, pág. 10, figura 1.25
6. V. Quascning Apud Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, pág. 13, tabelas 1.1, 1.2;
7. Krebs, Frederik C. – *Polymer Photovoltaics, A Pratical Aproach*, Washington, Society of Photo-Optical Instrumentation Engineers (SPIE), 2008, pág. 92;
8. Krebs, Frederik C. – *Polymer Photovoltaics, A Pratical Aproach*, Washington, Society of Photo-Optical Instrumentation Engineers(SPIE), 2008, pág. 5, figura 1.1;
9. Wikipedia (s/d) – *Peak of Solar Radiation*, página consultada a 12.02.2010, <http://www.wikipedia.org>;
10. Solar Energy International (SEI) – *Photovoltaics, Design and Installation Manual*, Gabriola Island, New Society Publishers (NSP), 2009, pág. 30;
11. Kipp and Zonen Lambrecht, Göttingen; IKS; Solarc Apud Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing*, A guide for Installers, Architects and Engineers, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, pág. 14, figura 1.32;
12. Patel, Mukund R. – *Wind and Solar Power Systems, Design, Analysis and Operation*, 2ª Edição, New York, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2006, págs. 341-363;

Capítulo 4

Sistemas fotovoltaicos (FVs)

4. Sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos (FVs) são sistemas energéticos solares que convertem directamente a energia contida na radiação solar em electricidade; isto é, não existe nenhum processo intermédio: basicamente os módulos solares captam a energia luminosa – proveniente da radiação solar – e transformam-na directamente em electricidade. A electricidade produzida pelos sistemas FVs depende – fundamentalmente – da intensidade da radiação solar (W/m^2), e não da temperatura [(1)].

4.1 Tipos de sistemas FVs

Conforme pode-se observar no esquema representado na figura 4.1 [(2)], os sistemas FVs podem ser estruturados da seguinte maneira:

- Sistemas FV ligados à rede eléctrica normal/pública (dependentes):
  - Simples: sem armazenamento; com armazenamento;
  - Híbridos: sem armazenamento; com armazenamento.
- Sistemas independentes/sistemas que não se ligam à rede pública:
  - Simples: sem armazenamento; com armazenamento;
  - Híbridos: sem armazenamento; com armazenamento.

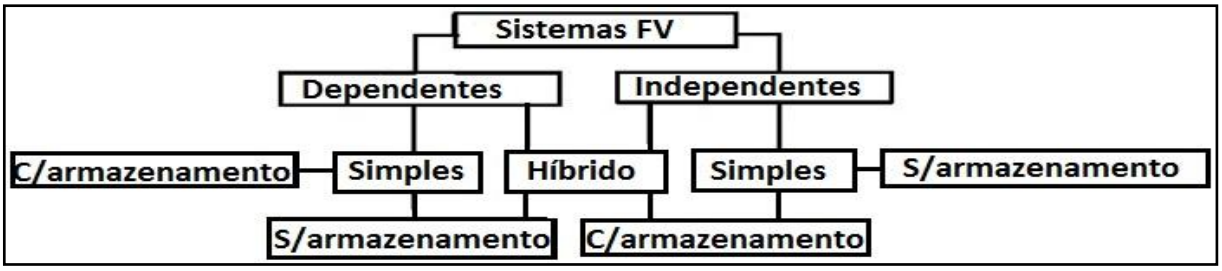

Figura 4.1 Estrutura dos tipos de sistemas FV. Fonte: Adapt. *Earthscan*

4.2 Sistemas FVs ligados à rede pública (sistemas FVs dependentes)

Como o próprio nome indica, estes sistemas ligam-se à rede eléctrica pública e são também conhecidos como sistemas FVs dependentes. Os sistemas FVs dependentes são os sistemas menos dispendiosos, de todos sistemas FVs e, podem ser extremamente competitivos e rentáveis em países com leis de revenda energética vigentes, que possibilitam os detentores de sistemas FVs efectuarem a venda de electricidade às suas

concessionárias. As concessionárias de electricidade praticam geralmente uma das seguintes tarifas especiais de electricidade: tarifa de consumo global ou *net metering*, ou tarifa de facturação global ou *net billing/buy-sell* [(3)].

Tarifa de consumo global/*net metering*

Neste tipo de tarifa é dada ênfase ao consumo global de electricidade [(3)], que é medido através dos contadores de electricidade, e resulta da diferença entre a quantidade de electricidade fornecida pela rede pública e a quantidade de electricidade produzida pelo consumidor, através do seu sistema FV. [(3)] Ex.: *S*e o utilizador consumisse 1000 kWh da energia fornecida pela rede eléctrica, e produzisse 1000 kWh através do seu sistema FV, o valor correspondente ao consumo energético na sua factura mensal seria nulo, isto é, pagaria apenas o valor correspondente às taxas fixas de ligação à rede eléctrica pública.

Tarifa de facturação global/*net billing/buy-sell*

Esta tarifa concentra-se no preço da electricidade [(3)]. Neste tipo de tarifa estabelece-se uma relação de compra e venda (*buy-sell*) de electricidade entre fornecedores e consumidores, através de preços estabelecidos pelo mercado energético [(3)]. Geralmente, para incentivar o investimento nos sistemas energéticos renováveis, o mercado estabelece um preço de kWh mais alto para electricidade vendida pelo consumidor, relativamente ao kWh vendido pelos fornecedores. Ao aplicar este tarifa, as concessionárias podem montar dois contadores eléctricos na rede eléctrica doméstica do utilizador: [(4)] um para medir a quantidade de electricidade fornecida pela rede pública da concessionária, que é consumida pelo consumidor; e outro, para medir a quantidade de electricidade que o utilizador produz a partir do seu sistema FV. O valor do consumo de electricidade na factura mensal resulta da diferença entre a quantidade de electricidade fornecida pela concessionária e a quantidade de electricidade produzida pelo utilizador, tendo em conta os preços de electricidade pré-estabelecidos pelo mercado energético [(4)]. Ex.: Se o utilizador consumisse 1000 kWh de electricidade da rede eléctrica pública, e produzisse 1000 kWh a partir do seu sistema fotovoltaico, e os preços de mercado fossem de 0,1 € e 0,08 €, para electricidade da concessionária e do utilizador, respectivamente. Então, o valor do consumo cobrado na factura seria de [(0,1 × 1000) – (0,08 × 1000)], ou seja, 20 €.

4.2.1 Sistemas FVs dependentes Simples

Estes sistemas FVs são assim designados, porque para além da rede eléctrica pública, têm somente o gerador FV como fonte de energia. A aplicação deste sistema FV é adequada para regiões em que a rede eléctrica pública não sofre muitas falhas ou avarias.

Sem armazenamento (*Gried Tied Batteryless Fotovoltaic Systems*)

Na figura 4.2 [(5)], apresenta-se um exemplo de um sistema FV dependente simples e sem armazenamento. Os elementos deste sistema FV podem ser descritos, por ordem crescente, da seguinte maneira: 1. Gerador FV; 2. Quadro de entrada que liga o gerador FV à rede eléctrica doméstica; 3. Cablagem para os circuitos em *DC*; 4. Disjuntor principal para os circuitos em *DC*: este disjuntor tem como objectivos a protecção dos circuitos eléctricos em *DC* das sobrecargas, ou curto-circuito (CC); 5. Inversor: permite transformar em CA, a *DC* produzida pelos módulos solares/gerador FV, de forma a alimentar os circuitos em CA; 6. Cablagem para os circuitos em CA; 7.Contadores eléctricos ligados à rede eléctrica pública, através do quadro eléctrico de entrada (QE).

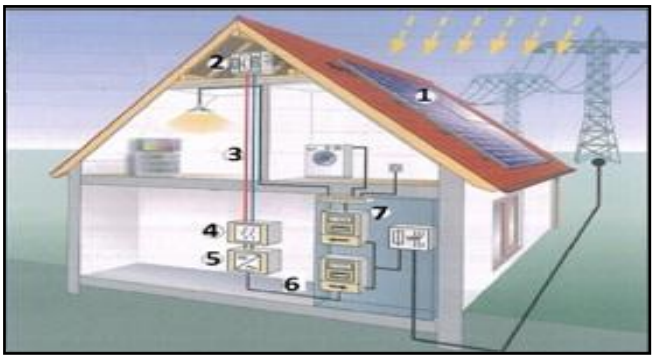

Figura 4.2 Princípio de funcionamento de um sistema FV dependente simples.
Fonte: Adapt. *Geyer, C. /DGS LV Berlin BRB*

Sem cargas em *DC*

Na figura 4.3 [(6)] está representado um sistema FV dependente simples que alimenta apenas circuitos em CA. Este tipo de sistema FV é do mais simples e económico que existe e, o seu princípio de funcionamento descreve-se da seguinte forma: 1. Gerador FV; 2. Cablagem da ligação do gerador FV à rede eléctrica doméstica. Este ponto também representa a cablagem da ligação ao inversor; 3. Inversor; 4. Cablagem de ligação do inversor ao disjuntor de protecção dos circuitos em CA. Este ponto também inclui a cablagem da ligação da saída do inversor ao quadro geral de distribuição (QG) da rede

eléctrica interna; 5. QG de todos os circuitos em CA; 6. Cablagem da ligação do QG aos contadores eléctricos da rede; 7. Contadores eléctricos da rede. Este ponto também inclui a ligação da rede eléctrica doméstica interna à rede eléctrica doméstica externa, ou seja, a ligação à rede eléctrica pública.

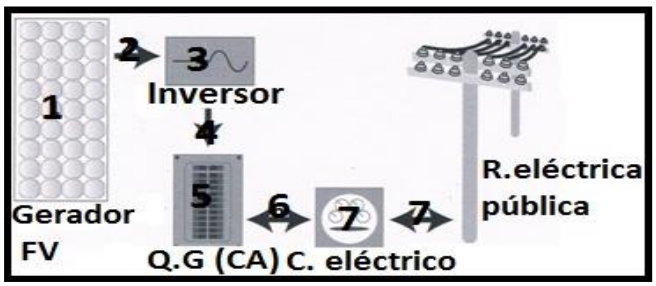

Figura 4.3 Ilustração de um sistema FV dependente simples, sem armazenamento, para circuitos CA. Fonte: *SEI*

Vantagens e Desvantagens

Os sistemas FVs dependentes simples, sem armazenamento, apresentam as seguintes vantagens:

- São económicos [(3)] – possuem uma estrutura relativamente simples, isto é, são simples de montar e desmontar e, logo, menos dispendiosos;
- Manutenção quase inexistente – a inexistência de sistemas de armazenamento (baterias) na sua estrutura elimina a necessidade de manutenção e substituição de um dos componentes mais dispendiosos dos sistemas FVs;
- Armazenamentos de quantidade ilimitada de electricidade [(3)] – através da aplicação da tarifa de facturação global e, uma vez que a rede eléctrica pública não possui limitação quanto à recepção de electricidade [(3)], estes sistemas FVs permitem ao utilizador fornecer à rede eléctrica pública tanta electricidade quanto for possível; resultando assim numa maior quantidade de electricidade "armazenada", que poderá debitar sempre que necessitar;
- São " amigos" do ambiente – os sistemas FVs sem baterias poluem muito menos que os sistemas com baterias. As baterias de chumbo-ácido constituem a grande maioria dos sistemas FVs e, uma vez que são constituídas por soluções de ácido sulfúrico (H_2SO_4) e chumbo, são extremamente tóxicas e difíceis de reciclar.

Desvantagens

Estes sistemas FVs apresentam como principal – e talvez única – desvantagem de registo, o facto de dependerem excessivamente da rede eléctrica pública; ou seja, em casos de falhas ou avarias eléctricas da rede pública, o sistema pode torna-se ineficaz ou mesmo inoperativo. Portanto, para regiões da África subsaariana, como é o caso de Angola, a aplicação deste tipo de sistema FV não é competitiva, nem recomendável.

Com armazenamento

O sistema de armazenamento diferencia este sistema FV do anterior. Os sistemas de armazenamento serão abordados em capítulos posteriores, mas ao longo desta dissertação, serão representados pelas baterias electroquímicas. As baterias têm a tarefa de "sustentar" o sistema FV quando a rede pública falhar, ou não existirem condições climatéricas favoráveis para que o sistema FV possa produzir energia, de forma a garantir o fornecimento contínuo de electricidade ao consumidor [(3)]. Nestes sistemas FVs, o uso de baterias implica a utilização de um novo componente chamado regulador/controlador de carga (figura 4.4 [(6)]), que tem a "missão" de garantir o bom funcionamento das baterias. Com a aplicação deste novo componente, a saída do QE do gerador FV da figura 4.3 passará primeiro pelo controlador de carga e pelas baterias, antes de chegar ao inversor.

Sem alimentação de *DC*

Na figura 4.4 está representado um esquema que descreve o modo de funcionamento de um sistema FV dependente simples com baterias. Pode-se verificar neste esquema que, exceptuando as baterias e o controlador de carga, o sistema apresenta os mesmos componentes do sistema FV sem armazenamento. Deve-se ter muita atenção ao dimensionamento das baterias pois, ao contrário da rede eléctrica pública, não recebem quantidades infinitas de electricidade.

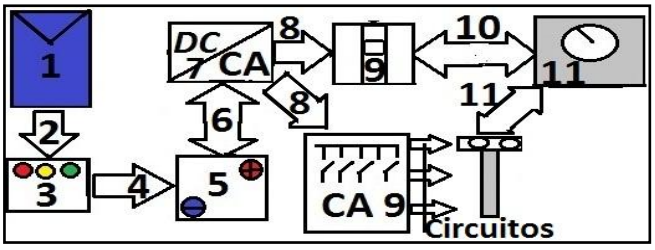

Figura 4.4 Esquema de um sistema FV dependente simples com armazenamento. Fonte: Adapt. *SEI*

Com alimentação de *DC*

A integração de circuitos em *DC* é facilmente alcançada, através da simples introdução de um QG para circuitos em *DC* no sistema FV da figura 4.4, como pode-se observar na figura 4.5. Então, neste caso, a saída das baterias será bifurcada: terá um ponto 6+, que representa a cablagem da ligação entre as baterias e o QG dos circuitos em *DC*; e o ponto 6, que continuará a representar a cablagem da ligação entre as baterias e o inversor. Os restantes elementos mantêm as suas funções.

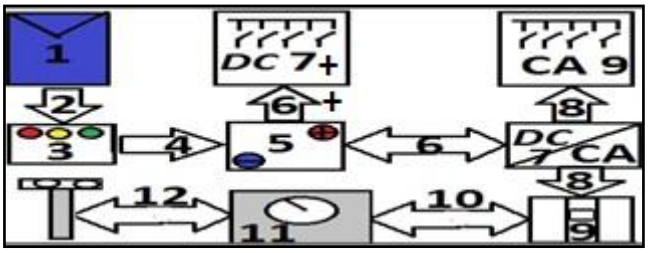

Figura 4.5 Esquema de um sistema FV dependente simples com armazenamento, que também alimenta circuitos em *DC*

Vantagens e desvantagens

Relativamente aos sistemas FVs dependentes sem baterias, os sistemas FVs dependentes com baterias apresentam mais desvantagens do que vantagens. Apresentam como principal – e talvez única – vantagem, a capacidade de garantir o fornecimento contínuo de electricidade à rede eléctrica doméstica, mas apresentam as seguintes desvantagens:

- São mais dispendiosos – a introdução de baterias implica despesas de manutenção, mais componentes e um inversor mais sofisticado, o que torna o sistema mais caro;
- São pouco eficientes – as baterias têm de estar sempre carregadas (nível de carga óptimo) e têm a característica de descarregarem mesmo sem alimentarem nenhuma carga, ou seja, no estado inactivo; o que implica que uma percentagem considerável – entre 15 a 30% ou, 22,5%, em média [(3)] – do total de energia produzido pelo sistema FV será canalizada para as baterias e, como consequência, o sistema fornecerá – em média – menos 22,5% de electricidade à rede eléctrica doméstica;
- São mais poluentes – tendo baterias electroquímicas na sua constituição, ficam sujeitos a poluição ambiental, pois, todas espécies de baterias poluem o meio

ambiente durante o seu funcionamento, e quando deixam de funcionar, uma vez que não são possuem métodos eficientes e seguros de reciclagem.

Portanto, em termos globais, estes sistemas apresentam mais desvantagens do que vantagens em relação aos sistemas FVs dependentes sem baterias; no entanto, para regiões específicas do globo – como por exemplo Angola –, a sua aplicação pode ser extremamente competitiva.

4.2.2 Sistemas FVs dependentes híbridos

Nesta dissertação, apenas serão desenvolvidos – extensivamente – os sistemas FVs híbridos associados aos sistemas eólicos, ou seja, sistemas FVs compostos por um gerador FV como fonte de energia primária, e um gerador eólico, como fonte secundária.

Com Armazenamento

A aplicação deste tipo de sistema FV – apesar de ser possível – é muito pouco viável, tanto em termos técnicos como financeiros, pois a sua implementação só é necessária nas seguintes condições – extremas –, que raramente acontecem em simultâneo: 1 – As condições climatéricas são de tal forma desfavoráveis que o gerador FV não consegue produzir quantidades de electricidade suficientes para abastecer a rede eléctrica doméstica ou carregar as baterias: - Esta situação apenas ocorre em regiões climáticas muito frias como norte da Europa, norte da América do norte, ou ainda norte da Ásia; mas a probabilidade do sistema eólico não funcionar e ocorrer a segunda condição é muito escassa, uma vez que – normalmente – as zonas frias proporcionam óptimos campos energéticos eólicos; 2 – Falhas/avarias longas da rede eléctrica pública: - As falhas/avarias da rede por períodos de tempo longos geralmente ocorrem em países com uma taxa de electrificação urbana muito baixa, como são os casos dos países pertencentes a África Subsaariana – dos quais Angola –, sul da Ásia, América do sul, etc.; contudo, nestas regiões, raramente existe ocorrência de céus muito nebulosos durante longos períodos e, portanto, a ocorrência da segunda condição inviabiliza a ocorrência da primeira condição, ou seja, pode-se dizer que é quase impossível (P (E) <<1) a ocorrência simultânea destas duas condições. Na figura 4.6 [(5)] está representado um esquema de um sistema FV híbrido com armazenamento. Nestes sistemas, o gerador eólico pode ser ligado ao mesmo regulador de carga do gerador fotovoltaico, em reguladores de carga híbridos, como é o

caso do sistema híbrido da figura 4.6; ou num regulador de carga independente, sendo que neste caso, o sistema possuirá dois reguladores de carga. A remoção do componente 7+ do sistema FV híbrido da figura 4.6 permite montar um sistema FV que alimenta apenas circuitos eléctricos em CA.

Sem armazenamento

A composição do sistema FV híbrido sem armazenamento é facilmente alcançada através da remoção do regulador de carga e das baterias da estrutura do sistema FV híbrido da figura 4.6, isto é, através da remoção dos componentes 3 e 5.

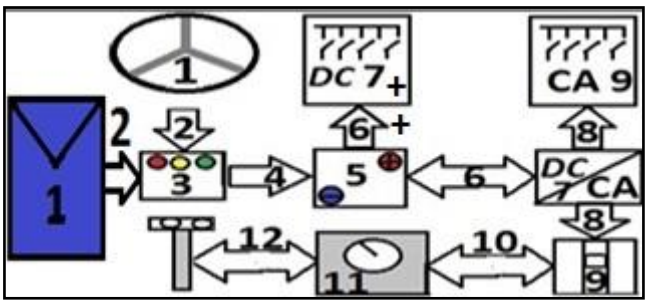

Figura 4.6 Sistema FV dependente híbrido com armazenamento. O gerador FV é complementado pelo gerador eólico. Fonte: Adapt. *SEI*

4.3 Sistemas FVs independentes/*Stand alone systems*

Estes sistemas FVs não estão ligados à rede eléctrica pública; ou seja, são independentes da rede eléctrica pública. Portanto, nestes sistemas, a alimentação da rede eléctrica doméstica é feita – na sua totalidade – pelo sistema FV.

4.3.1 Sistemas FVs independentes simples

Os sistemas FVs independentes simples só fazem sentido – técnico, em termos de autonomia – com um sistema de baterias integrado, pois, ainda não existem meios tecnológicos – com custos razoáveis e praticáveis – que permitem armazenar a energia luminosa da radiação solar para um uso futuro [(3)]. Na figura 4.7 [(5)] está representado um esquema que representa a disposição de um sistema FV independente simples. Nota-se facilmente que este sistema possui menos três elementos que o sistema FV dependente representado na figura 4.5: - O contador eléctrico; - O QE, que liga à rede eléctrica pública; e claro, a linha de fornecimento da rede eléctrica pública: sendo o sistema FV independente da rede eléctrica pública, obviamente que a linha da rede eléctrica pública

não pode estar representada neste esquema; o mesmo aplica-se para ao QE. Quanto ao contador eléctrico, uma vez que o sistema FV não estará conectado à rede eléctrica pública, não existe a obrigatoriedade de ser instalado; no entanto, aconselha-se que consumidor instale um, para poder não só dimensionar correctamente o sistema FV, como também detectar se o mesmo está a funcionar de maneira correcta e eficiente.

Com alimentação apenas de cargas em CA

No caso de um sistema FV independente simples projectado para abastecer apenas cargas em CA, bastava retirar o elemento 5+ do esquema da figura 4.7.

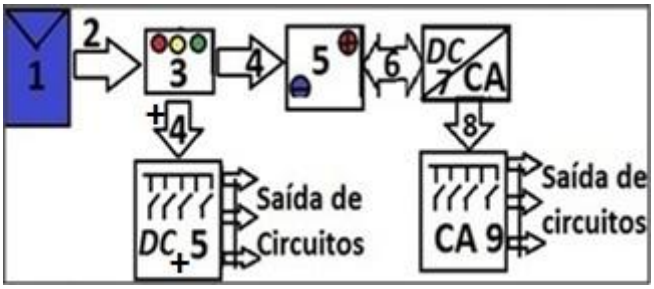

Figura 4.7 Esquema de um sistema FV independente simples

4.3.2 Sistemas FVs independentes híbridos

A aplicação de uma fonte energética alternativa aos sistemas FVs independentes faz todo sentido, especialmente em casos de consumo energético considerável, em que a instalação de um banco de baterias de grande capacidade pode não ser uma alternativa economicamente viável. Como pode-se observar no esquema da figura 4.8, para formar um sistema FV independente híbrido, basta adicionar um gerador eólico ao sistema FV independente simples da figura 4.7; e caso se pretenda alimentar apenas circuitos em CA, basta retirar o componente 5+ do sistema FV híbrido da figura 4.8.

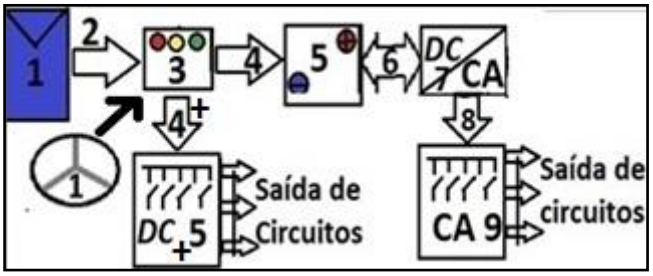

Figura 4.8 Esquema de um sistema FV independente híbrido

Sistemas FVs associados a geradores eléctricos

Em regiões quentes e tropicais, como é o caso de Angola, a aplicação de geradores eólicos – para compor sistemas FVs híbridos – é muito pouco viável, pois, com a excepção de poucas cidades ou províncias de Angola – localizadas no seu centro e sul – a grande maioria das regiões de Angola não possuem uma disponibilidade ventosa média suficientemente forte para obter um rendimento aceitável dos geradores e sistemas eólicos; então, neste caso, os geradores eólicos podem ser substituídos por geradores eléctricos – a gasóleo ou gasolina. Nestes sistemas FVs independentes, o gerador eléctrico pode ser montado como fonte alimentadora das baterias, substituindo assim o gerador eólico da figura 4.8; ou apenas para alimentar as cargas críticas da rede eléctrica doméstica e, neste caso, pode ser ligado directamente ao inversor do sistema FV, como mostra o esquema da figura 4.9, uma vez que os geradores eléctricos normalmente produzem electricidade em *DC*. No esquema da figura 4.9, o gerador eléctrico – a gasóleo – é representado pelo componente 6+. Os geradores eléctricos também podem ser facilmente integrados nos sistemas FVs dependentes híbridos definidos no ponto 4.2.2, através da substituição do gerador eólico pelo gerador eléctrico na estrutura do esquema da figura 4.6.

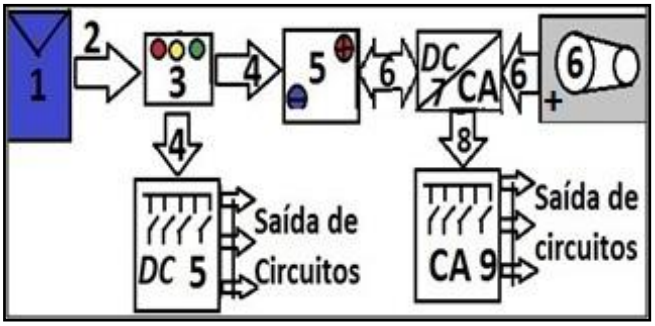

Figura 4.9 Sistema FVs híbrido associado a um gerador eléctrico a gasóleo. Fonte: Adapt. *SEI*

Sistemas FVs independentes de *DC*

Estes sistemas FVs são extremamente fáceis de instalar e aplicar, em tarefas diárias ou aplicações imediatas. Podem ser com armazenamento ou sem armazenamento, como ilustram os dois exemplos da figura 4.9 [(5)]; porém, em qualquer dos casos, para a produção energética, utilizam-se apenas módulos FVs. Observa-se também nos esquemas destes sistemas FVs, a ausência de um inversor; o que permite facilmente chegar a conclusão que estes tipos de sistemas FVs apenas fornecem electricidade a cargas eléctricas em *DC* e, logo, podem então ser chamados de sistemas FVs de *DC* [(6)].

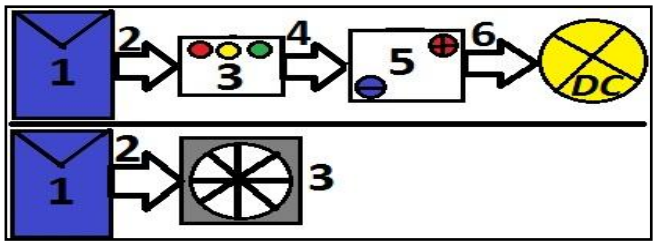

Figura 4.10 Sistema FV de *DC* com armazenamento, e sem armazenamento.
Fonte: Adapt. *SEI*

Os sistemas FVs independentes apresentam as seguintes vantagens:

- Providenciam e garantem total independência em relação à rede eléctrica pública, e uma certa independência energética. A dependência energética pode ser reduzida com a aplicação de um gerador eléctrico ou um aerogerador;
- Para instalações localizadas a mais de ½ km dos pontos de distribuição da rede, isto é, em zonas rurais, podem ser muito competitivos [(3)].

São desvantagens dos sistemas FVs independentes, os seguintes factores:

- O seu elevado custo para instalações em zonas urbanas ou não rurais; [(3)]
- A sua pouca eficiência, relativamente aos sistemas FVs dependentes sem baterias, quando a rede eléctrica pública regista poucas falhas ou avarias;
- Os seus elevados custos de manutenção, resultantes da utilização obrigatória de baterias;

Referências bibliográficas

1. KEMP, WILLIAM H. – *The Renewable Energy Handbook, A Guide to Rural Energy Independence, Off-Grid and Sustainable Living*, Ontario, ATZTEXT PRESS, 2005, pág. 239;
2. Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, pág. 1, figura 1.1;
3. Chiras, Dan; Sagrillo, Mick; Woofenden, Ian – *Power from The Wind, A Pratical Guide to Small-Scale Energy Production*, Gabriola island, New Society Publishers (NSP), 2009, págs. 53-71;

4. C. Geyer/DGS LV Berlin BRB Apud Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, pág. 6, figuras 1.15, 1.16;
5. Solar Energy International (SEI) – *Photovoltaics, Design and Installation Manual*, Gabriola Island, New Society Publishers (NSP), 2009, págs. 5-8, figuras 1.1-1.6;
6. Solar Energy International (SEI) – *Photovoltaics, Design and Installation Manual*, Gabriola Island, New Society Publishers (NSP), 2009, pág. 5

Capítulo 5

A célula solar/FV

5. A célula solar/FV

A célula solar/FV é a unidade fundamental dos sistemas FVs, ou seja, é o início do seu funcionamento, como pode-se observar no desenho da figura 5.1 [(1)].

5.1 Associações de células solares

Quando as células solares são associadas, formam-se certos componentes solares com designações próprias, atribuídas pela indústria fotovoltaica.

5.1.1 Módulo solar/FV

Denomina-se módulo solar ou módulo FV, as associações em série, paralelo, ou mista de células FVs, com vista a elevação da tensão, corrente, ou tensão e corrente de um sistema FV, respectivamente [(2)]. Comercialmente os módulos FVs podem ser compostos por associações de duas a setenta e duas células, possuem um formato rectangular e uma potência média de pico estimada entre 5 a 300 Wp [(2)]; no entanto, recentemente, alguns fabricantes têm lançado no mercado módulos com associações até 216 células e uma potência de pico de aproximadamente 500 Wp [(2)].

5.1.2 Painel FV

A indústria solar utiliza o termo painel FV para designar as associações de dois ou mais módulos FVs [(3)]. As associações dos módulos obedecem o mesmo regime das associações das células FVs, isto é: associam-se os módulos FVs em série, quando se pretende apenas um aumento de tensão no sistema FV; em paralelo, quando se pretende apenas um aumento de corrente no sistema FV; e em associação mista, quando se pretende um aumento tanto na tensão como na corrente do sistema FV. Por conveniência técnica, classificam-se de painéis FVs, as associações de até quatro módulos FVs [(2)]; ou seja, dois painéis FVs.

Painel FV vs painel solar

Painel solar é uma designação generalizada atribuída – erradamente – aos painéis FVs; deverá sempre se ter em atenção que, para além dos sistemas energéticos solares FVs, existem os sistemas energéticos solares térmicos, que também fazem uso de placas ou painéis térmicos para converter a energia radiante do sol em energia térmica; contudo, a

indústria solar aceita a designação de painel solar, para o painel FV e, colector solar, para o painel térmico [4]. Portanto, ao longo desta dissertação – e como futura referência –, os termos célula solar, módulo solar e painel solar também servirão para designar, respectivamente, a célula FV, o módulo FV e o painel FV.

Matriz solar/FV

O termo matriz solar/FV é aplicado na indústria solar para designar a associação de um grupo de até dois painéis FVs [2]; ou seja, de quatro módulos FVs.

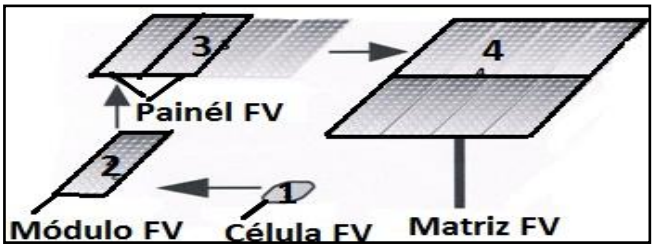

Figura 5.1 Esquema da composição de uma matriz FV. Fonte: Adapt. *SEI*

5.2 Ciência das células solares

As células solares são constituídas por materiais semicondutores (semimetais) como silício (Si), arsenieto de gálio (GaAs), telurieto de cádmio (CdTe), ou ainda disselenietos de cobre, índio e gálio (CIGS). As células solares de silício cristalino (células FVs cristalinas) representam a maior percentagem das células FVs, tendo representado em 2006 aproximadamente 95% do total do mercado das células FVs [5]. As células FVs cristalinas são geralmente utilizadas – como referência – para descrever o modo de funcionamento das células FVs.

Caracterização das células cristalinas

O elemento fundamental das células cristalinas é o silício, que é um elemento pertencente ao grupo IVA da tabela periódica, e aparece geralmente combinado com oxigénio em compostos como argila, areia, feldspatos, granito e quartzo, sob a forma de dióxido de silício (SiO_2) ou sílica [6]. O silício é extraído destes compostos por meio de processos mecânicos seguidos por vários processos químicos de refinamento, de forma a eliminar a maior quantidade possível de impurezas e poder ser utilizado para o fabrico das células FVs.

Uma vez que o silício pertence ao grupo IVA da tabela periódica, significa que cada átomo seu possui quatro electrões de valência dispostos a ligarem-se quimicamente entre si; nestas ligações, cada electrão de valência de um átomo de silício liga-se quimicamente ao electrão de valência do átomo vizinho – formando assim um par electrónico –, com o objectivo de poder atingir a estrutura de um gás nobre e tornar-se quimicamente inerte; pois, os gases nobres possuem oito electrões na sua última camada e não reagem quimicamente, ou seja, são quimicamente inertes [(7)]; contudo, sob a acção do calor proveniente da luz solar, os pares electrónicos são desfeitos, o que provoca a movimentação livre de um dos electrões, que deixará um espaço vazio na estrutura da rede cristalino; este processo denomina-se condutibilidade intrínseca ou autocondução [(5)]; porém não é suficiente para gerar electricidade [(5)]. Para que o silício possa gerar electricidade, são-lhe introduzidas – de forma deliberada – impurezas ou átomos de inclusão/contaminação de boro (B) e fósforo (P) na sua estrutura cristalina [(5)], que actuam como agentes de ligação do silício, isto é: o Boro pertence ao grupo IIIA da tabela periódica [(6)], logo possui três electrões de valência; e o fósforo, ao grupo VA, isto é, possui cinco electrões de valência. Portanto, quando os átomos de inclusão são introduzidos na rede cristalina do silício, ligam-se quimicamente com os átomos deste para atingir oito electrões e obter a estrutura de um gás nobre; nestas ligações, haverá sempre um vazio para cada átomo de boro, e um electrão em excesso para cada átomo de fósforo; então, para tentar estabilizar a estrutura da rede cristalina, os electrões dos átomos de silício tentarão preencher o vazio deixado por cada átomo de boro, e cada electrão em excesso de cada átomo de fósforo se movimentará no sentido de preencher o vazio deixado pelo electrão deslocado do átomo de silício, como pode-se observar na figura 5.2 [(8)]. Este processo é denominado condutibilidade extrínseca e permite transportar carga eléctrica [(5)].

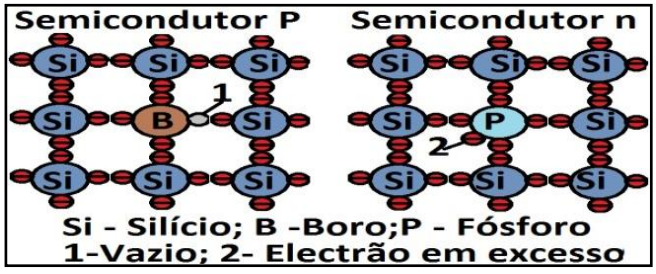

Figura 5.2 Condutibilidade extrínseca num processo de inclusão p-n de silício. Fonte: Adapt. *Quaschning, V.*

O efeito fotovoltaico

Quando uma célula FV – que é constituída por um elemento semicondutor positivo e um elemento semicondutor negativo – é exposta à luz solar, os fotões emitidos pela luz solar são absorvidos pelos electrões dos semicondutores, o que provoca a quebra da ligação química entre os electrões de valência, e os electrões libertados são atraídos de volta para região negativa; enquanto os vazios criados emigrarão para a região positiva. Este processo global recebe o nome de efeito FV [(5)]. A difusão das cargas carregadas através do contacto eléctrico provoca uma queda de tensão na célula FV e, em circuito aberto, ou seja, no estado descarregado, provoca um aumento de tensão na célula; e caso o circuito seja fechado, será percorrido por uma corrente eléctrica [(5)]. Os electrões dos átomos do semicondutor que não entram em contacto com os fotões e voltam a ligar-se com os electrões em falta formam o chamado processo de recombinação [(5)].

5.2.1 Funcionamento da célula solar de silício cristalino

A célula solar de silício cristalino é constituída por duas camadas ou superfícies de átomos de inclusão/contaminação, também chamadas de superfícies de contaminação [(5)]: uma camada de contaminação negativa de fósforo, orientada para o sol; e uma camada de contaminação positiva de boro, como base da célula. Na camada limite de separação – entre as duas superfícies de contaminação – forma-se um campo eléctrico, que provoca a separação das cargas carregadas libertadas pelos fotões. Para que a célula possa produzir electricidade, é necessário aplicar-lhe contactos metálicos nas suas partes, frontal e traseira e, para este efeito, são geralmente utilizadas telas de impressão [(5)]. A superfície traseira da célula deve ser coberta, para não deixar passar a luz solar; enquanto a sua superfície frontal deve estar completamente descoberta, para absorver o máximo possível de luz solar. Para cobrir a superfície traseira da célula geralmente utilizam-se pastas prateadas (ligas de pratas), ou de alumínio (ligas de alumínio), que permitem cobrir por completo a superfície traseira da célula. [(5)] A redução dos efeitos de reflexão da luz solar é alcançada através de pequenas deposições ou vaporizações de uma camada mais fina de nitreto de silício (Si_3N_4), ou dióxido de titânio ou titânia (TiO_2), denominada camada anti-reflectora ou camada AR [(5)]. O processo de funcionamento básico das células FVs cristalinas pode ser observado no esquema representado na figura 5.3 [(8)]. Na figura 5.3 identificam-se os seguintes pontos: 1. A luz solar incide sobre a camada frontal da célula solar e provoca a separação das cargas positiva e negativa; 2. Algumas cargas não são atingidas pela luz

solar e voltam a ligar-se (recombinação); 3. Energia dos fotões desperdiçada; 4. Reflexões e sombreamento causados pelo contacto da superfície frontal.

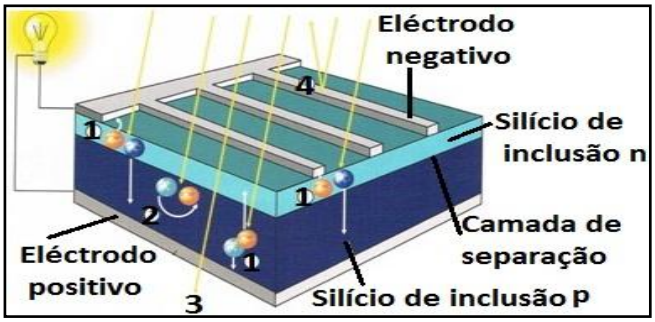

Figura 5.3 Princípio de funcionamento da célula FV cristalina. Fonte: *Quaschining, V.*

Nas células cristalinas ocorrem as seguintes perdas energéticas: - Perdas por recombinação (1); - Perdas por transmissão (2); - Perdas devido ao desalinhamento dos fotões (3); - Perdas devido às reflexões da superfície frontal das células FVs [(5)]. Portanto, as células cristalinas aproveitam, em média, 13% da energia eléctrica produzida pelos fotões solares [(5)]; isto é, a energia da radiação solar ao passar pelas células cristalinas sofre perdas da ordem dos 87%, distribuídas da seguinte forma: 3%, resultantes do efeito de reflexão solar e sombreamento causados pela superfície frontal das células; [(5)] 23%, resultantes da circulação de fotões de níveis energéticos baixos em radiações de comprimento de onda elevado; [(5)] 32%, resultantes da circulação de fotões de elevado nível energético em radiações de comprimento de onda curto; [(5)] 8,5%, resultantes das recombinações das cargas; [(5)] 20%, resultantes da diferença de potencial existente na célula, em particular nas regiões dos espaços das cargas; [(5)] e 0,5%, resultantes da resistência de Ohm. [(5)] Com base nestes dados, facilmente conclui-se que a maior parte das perdas energéticas verificadas nas células de silício cristalino são devido ao desalinhamento dos fotões, com uma percentagem de aproximadamente 55% do total de perdas.

5.3 Tipos de células solares

As células solares podem ser agrupadas em três grupos, divididos e subdivididos da seguinte maneira:

1- Células de silício cristalino ou células cristalinas:

- Células monocristalinas;

- Células policristalinas: células policristalinas; células policristalinas de energia (*POWER cells*); células policristalinas de banda fina (*EFG*, Fitas em série (*Ribbon String eries*); células policristalinas de linha fina (*Apex*); [9]

2- Células de película fina: células de silício amorfo; células de disselenieto de cobre e índio (CIS); células de telurieto de cádmio (CdTe); células de banho sensitivizado [9];

3- Células híbridas (HCI/*HIT*) [9]

As células cristalinas e de película fina serão o objecto de estudo desta dissertação. As células cristalinas podem ser de cristal singular ou monocristalinas, ou policristalinas, isto é, com vários cristais.

5.3.1 Células de silício monocristalino (cristal singular/único)

As células monocristalinas são obtidas pelo processo de extracção do silício granular, a partir de um cadinho ou processo Czochralski – representado no anexo B –, que foi estabelecido como processo padrão de fabricação destas células [10]. Elas apresentam as seguintes propriedades:

- Possuem uma eficiência energética compreendida entre os 15 e os 18% (silício de Czochralski) [10] ou 16,5%, em média;
- Podem apresentar-se com formas quadradas, semicirculares e circulares. As células circulares são menos dispendiosas, mas devido a dificuldade que apresentam em termos de gestão de espaço, são geralmente preteridas; [10]
    - Coloração e aparência: coloração: azul-escuro ou preto (com aplicação da camada AR), e cinza (sem aplicação AR); [10]
    - Aparência: uniforme [10].
- Dimensões:
    - Área de superfície total (superfície frontal e superfície traseira): ((10 cm)^2 e (10 cm)^2 ou seja 4 *inch* de lado; ((12,5 cm)^2 e (12,5 cm)^2 ou seja 5 *inch* de lado; ((15 cm)^2 e (15cm)^2 ou seja 6 *inch* de lado; [10]
    - Diâmetro (formas circulares): 12,5 cm ou 15 cm; [10]
    - Espessura: situada no intervalo entre 0,2 e 0,3 mm. [10]

5.3.2 Células solares de silício policristalino

As células policristalinas são obtidas a partir de barras extraídas de longos lingotes; estas células FVs apresentam as seguintes propriedades:

- Possuem uma eficiência situada entre os 13 e 16% [(10)] (com aplicação de camada AR) ou 14,5%, em média;
- Apresentam-se sempre em forma quadrada; [(10)]
- Coloração e aparência:
  - Coloração: cinza – sem camada AR –, e Azul – com camada AR; [(10), (13)]
  - Estrutura (aparência/aspecto): a luz solar é reflectida de maneira diferente nos cristais, e os cristais podem ser observados – individualmente – na superfície frontal da célula FV [(10)];
- Dimensões: apresentam geralmente as seguintes dimensões:
  - Área de superfície total (superfície frontal e superfície traseira): $((10\ cm)^2$ e $(10\ cm)^2$ ou seja 4 *inch de lado*; $((12{,}5\ cm)^2$ e $(12{,}5\ cm)^2$ ou seja 5 *inch* de lado; $((15\ cm)^2$ e $(15cm)^2$ ou seja 6 *inch* de lado; $((21\ cm)^2$ e $(21\ cm)^2$ 8 *inch* de lado; [(10)]
  - Espessura: situada no intervalo entre 0,24 e 0,3 mm. [(10)]

5.4 As Camadas anti-reflectoras (camadas AR)

As camadas anti-reflectoras ou camadas AR servem para proteger a superfície frontal das células FVs contra os efeitos de reflexão da luz solar; e assim evitar a diminuição da eficiência das células. As camadas AR das células FVs cristalinas são geralmente constituídas por nitreto de silício (Si_3N_4), ou dióxido de titânio (TiO_2) [(10)]; o Si_3N_4 ainda tem a propriedade de inactivar os defeitos cristalinos na superfície – em que é aplicado –, evitando assim a recombinação dos pares carregados soltos. [(10)]

5.5 Aplicação de contactos frontais e traseiros

Os contactos metálicos – frontal e traseiro – são os elementos que permitem estabelecer e completar o circuito eléctrico nas células solares.

Contactos frontais

Estes contactos permitem reduzir – o máximo possível – a área das sombras nas superfícies frontais das células. São geralmente formados por pastas prateadas, que formam malhas finas, e são aplicadas na chapa de silício através de um processo de impressão de tela (*screen printing process* [10]). As linhas de contacto das malhas são atravessadas – perpendicularmente – por dois colectores de linhas de contacto e, para completar o circuito eléctrico das células, os colectores de linhas de contacto são ligados em série com os contactos traseiros da célula seguinte. [10]

Contactos traseiros

Com vista a optimizar a eficiência energética das células solares, é-lhes aplicada – ao longo de toda extensão das suas superfícies traseiras – uma camada de alumínio entre os contactos impressos de tela, que depois de integrada torna-se na chamada região de superfície traseira (CST/RST) ou *BSF* (*back surface field* [10]), que é uma região caracterizada por uma forte inclusão positiva (inclusão p^+). A RST permite criar um campo eléctrico adicional e reduzir – ao máximo – os defeitos cristalinos e as possíveis recombinações entre as cargas carregadas na superfície traseira das células. [10]

5.6 Células solares de película fina

As células de película fina (*thin-film solar cells*) são assim designadas devido ao facto dos seus semicondutores serem aplicados num substrato ou base – geralmente de vidro ou plástico – com uma espessura muito fina – compreendida entre 0,001 a 0,006 mm [11]; nestas células, o silício amorfo, o telurieto de cádmio (CdTe) e o disselenieto de cobre e índio (CIS) são utilizados como materiais semicondutores.

As células de película fina são mais tolerantes do que as células cristalinas quanto à contaminação de átomos forasteiros e, no seu processo de fabrico, os seus semicondutores necessitam de temperaturas compreendidas entre 200 e 600 ºC [11]; enquanto as células cristalinas necessitam de temperaturas – médias – iguais ou superiores a 1500 ºC [11].

5.6.1 Células solares de película fina de silício amorfo

As células de silício amorfo ou silício sem forma (figura 5.4 [12]) são feitas com silício que não possui uma estrutura cristalina regular. Estas células solares têm o diborano (B_2H_6) como elemento de inclusão positiva (inclusão p), e a fosfina ou hidreto de fósforo (PH_3) como elemento de inclusão negativa (inclusão n); [11] entre os dois elementos de inclusão – geralmente – é acrescentada uma camada intrínseca – e livre de inclusão – de silício, com objectivo de prolongar o tempo de vida das cargas carregadas; pois, elas não sobreviveriam numa junção p-n o tempo necessário para gerar electricidade, devido ao comprimento difuso – muito – curto do silício amorfo hidrogenado [11]. Nestas células FVs, utilizam-se geralmente como óxido condutor transparente (OCT *(TCO (Transparent Conductive Oxide*[11]*)*) o óxido de zinco (ZnO), o dióxido de estanho (SnO_2), ou ainda o óxido de índio e estanho (OIE (90% (In_2O_3) +10% (SnO_2)) ou *ITO(Indium Tin Oxide*[11]*)*.

As células amorfas apresentam como principal desvantagem, a sua eficiência reduzida, que é atribuída a sua degradação devido a auto-indução da luz, também conhecida como efeito *Staebler-Wronski* (*Staebler-Wronski effect* [11]) [11]; este efeito provoca uma diminuição na eficiência das células, ainda nos seus primeiros 12 ou 6 meses de funcionamento [11]. Para contrariar a degradação por auto-indução da luz das células amorfas, colocam-se – frequentemente – no seu topo estruturas de suporte contendo vários encaixes, que permitem montar outras células numa estrutura célula sobre célula ou células multi-junções, de forma a captar a energia solar em vários comprimentos de onda do espectro luminoso. [11] Esta sobreposição permite alcançar maiores eficiências, uma vez que cada parte de cada célula do conjunto pode ser optimizada para os três comprimentos de onda.

Figura 5.4 Composição de uma célula FV amorfa. Fonte: Adapt. *Solarpraxis*

As células solares de silício amorfo apresentam as seguintes características:

- Eficiência: possuem uma eficiência modular entre 5 e 7% (estabilizadas) [11];
- Dimensões: módulo padrão (máximo): 0,79 m × 2,44 m; módulos especiais: 2 m × 3 m; espessura: entre 1 e 3 mm no substrato (vidro ou metal), e ocasionalmente 0,05 mm (plástico), com aproximadamente 1µm (0,001 mm) de revestimento dos quais 0,3 µm (0,0003 mm) são de silício amorfo; [11]
- Aparência (estrutura) e coloração: aparência (estrutura): uniforme; coloração: apresentam-se em castanho-avermelhado, azul ou ainda azul-violeta. [11]
- Forma: apresentam-se em formato rectangular. [11]

5.6.2 Células solares de disselenieto de cobre e índio (*CIS*)

Estas células têm como material semicondutor activo um composto de cobre (Cu), índio (In) e selénio (Se) ou *CIS (*Copper *Indium Selenium)*; sendo que muita vezes este composto forma ligas com o gálio (Ga) e/ou enxofre (S) [15]. Como pode-se observar na figura 5.5 [12]: nestas células, o óxido de zinco com inclusão de alumínio (ZnO: Al) é utilizado como contacto transparente frontal e como material condutivo negativo, e forma com óxido de zinco intrínseco (i-ZnO) a camada intermédia; enquanto o sulfito de cádmio negativo (CdS-n) é geralmente utilizado para formar uma pequena camada, que funciona como tampão e permite reduzir as perdas energéticas causadas pelo desalinhamento da rede cristalina do *CIS* e do óxido de zinco [11].

Em relação às células de silício amorfo, as células C*IS* apresentam a vantagem de não serem afectadas pela degradação por auto-indução da luz; porém, ao associa-las – na montagem dos módulos –, devem ser devidamente seladas, devido à susceptibilidade de oxidação da camada de óxido de zinco em ambientes húmidos; que tem como consequência, a redução drástica da eficiência dos módulos [11]. As células *CIS* apresentam as seguintes propriedades:

- Eficiência: possuem uma eficiência modular compreendida entre 9 e 11% [11]
- Dimensões: área: módulos padrão (*standard*): 1,2 m × 0,6 m; espessura: entre 2 a 4 mm para o substrato (vidro não endurecido) com 3 µm (0,003 mm) a 4 µm (0,004 mm) de revestimento dos quais 1 a 2 µm de *CIS*; [11]
- Aparência (estrutura) e coloração: aparência (estrutura): uniforme; coloração: apresentam-se em cinzento-escuro ou preto. [11]

Figura 5.5 Composição de uma célula FV *CIS*. Fonte: Adapt. *Solarpraxis*

5.6.3 Células solares de película fina de telurieto de cádmio (CdTe)

As células de telurieto de cádmio (CdTe) têm como materiais semicondutores – activos – o cádmio (Cd) e o telúrio (Te). Estas células são fabricadas num substrato de vidro colocado sobre uma camada de OCT, que normalmente é feita de OIE e que também serve de contacto frontal, como ilustra o desenho da figura 5.6 [(12)]. A camada de OCT é previamente revestida com uma camada negativa – e de espessura muito fina – de sulfito de cádmio (CdS-n), antes de ser revestida com a camada positiva – absorvente – de telurieto de cádmio (CdTe-p). [(11)] O contacto traseiro metálico é o principal ponto fraco das células de CdTe, pois, é o grande responsável pelo seu envelhecimento precoce [(11)].

O fabrico das células de CdTe possui os menores custos de produção de todas tecnologias de células solares de película fina [(11)]. As células de CdTe apresentam as seguintes propriedades:

- Eficiência: possuem uma eficiência modular compreendida entre 7 a 8,5% [(11)];
- Dimensões: área: módulo padrão (*standard*): 1,2 m × 0,6 m; espessura: 3 mm no substrato (vidro não endurecido) – com 5µm de camada de revestimento; [(11)]
- Aparência e coloração: estrutura: uniforme; coloração: verde-escuro reflectivo ou preto. [(11)]

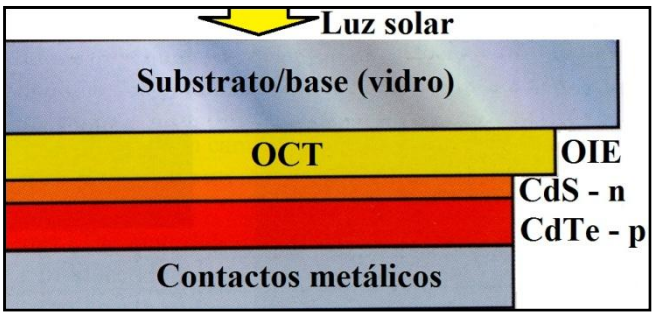

Figura 5.6 Composição de uma célula FV de CdTe. Fonte: Adapt. *Solarpraxis*

5.7 Propriedades eléctricas das células solares (comportamento eléctrico)

As células solares são produzidas com o objectivo de compor sistemas eléctricos; logo, é de importância fulcral, o conhecimento das suas principais propriedades eléctricas.

5.7.1 Diagrama de circuito eléctrico equivalente das células solares

O comportamento eléctrico de uma célula FV iluminada pode ser representado pelo circuito eléctrico equivalente da figura 5.7 [(11)], que é análogo ao comportamento de um diodo de larga escala. [(11), (14)] O diagrama completo do circuito equivalente representado na figura 5.8 designa-se por modelo padrão diodo-simples de uma célula FV [(11)]; nele: a resistência em série (R_s) representa a queda de tensão das células FVs, devido ao movimento dos transportadores de carga livre, desde o semicondutor até aos contactos eléctricos das células; R_P, que representa a resistência em paralelo, descreve a corrente de fuga do diodo no sentido inverso [(11), (15)]. Numa célula FV ideal, não existem perdas devidas a R_s, pois que $R_s = 0$; e não existe corrente de ligação à terra ($R_p = \infty$); ou seja, uma célula FV ideal não oferece nenhuma resistência à passagem de corrente. [(15)] Numa célula típica cristalina, R_s varia entre 0,05 e 0,10 Ω, e R_p entre 200 e 300 Ω.[(11)] A eficiência de conversão energética da célula cristalina é independente de R_p, mas tem uma pequena sensibilidade em relação às variações de R_s [(21)], verificando-se o seguinte:

- Um incremento de R_s: pode provocar um decréscimo de V;
- Um decréscimo de R_s,: pode provocar um aumento de R_p.[(15)]

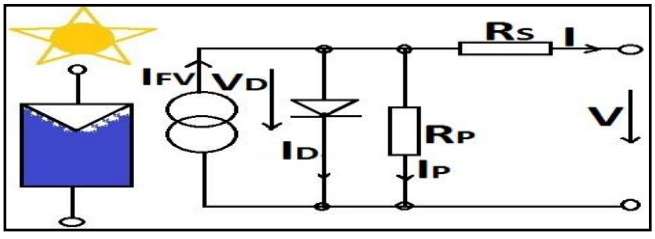

Figura 5.7 Diagrama completo (estendido) do circuito eléctrico equivalente de uma célula FV iluminada. Fonte: Adapt. *Haselhuhn, R.*

5.7.2 Efeito da sensibilidade do espectro luminoso nas células solares

A variação da intensidade da luz solar com a variação das diferentes gamas do seu espectro tem influência directa na eficiência das células FVs; para um espectro solar AM 1,5: as células cristalinas são mais sensíveis aos comprimentos de onda longos ($\lambda_{LONGO} \geq$

800 nm), ou seja, na região infravermelha do espectro luminoso solar; enquanto as células de película fina registam maior sensibilidade nos comprimentos de onda situados na região visível do espectro luminoso solar; as células de silício amorfo absorvem melhor a luz de comprimento de onda curto ($\lambda_{CURTO} \leq 500$ nm); enquanto as células CdTe e *CIS* apresentam melhor eficiência nas regiões de comprimento de onda médio (500 nm $\leq \lambda_{MÉDIO} \leq 800$ nm) [11].

5.7.3 Condições de teste padrão (CTP) das células solares

As condições de teste padrão (CTP) ou *STC (Standard Test Conditions)* foram definidas pela *IEC*, com vista poder comparar diferentes células e/ou módulos FVs. Considera-se que uma célula FV ou módulo FV funciona nas CTP, quando se verificam as seguintes condições:

- O Valor da radiação solar vertical (E_S) que incide sobre a célula ou módulo é de $E_{(CTP)} = 1000$ W/m^2;
- A sua superfície regista uma temperatura (T) de $T_{(CTP)} = 25 \pm 3$ ºC
- Está definida para um espectro luminoso de *AM1,5*. [11]

Caracterização da curva de corrente e tensão (curva I-V)

As curvas I-V são caracterizadas pelos seguintes parâmetros: - Intensidade de corrente em curto-circuito (I_{CC}), que é a corrente que a célula FV apresenta no estado de curto-circuito, ou seja, sem nenhuma resistência, e que é obtida através do encurtamento dos terminais do circuito eléctrico equivalente representado na figura 4.7; - Tensão em circuito aberto (V_{OC}), que é a tensão da célula FV, quando nenhuma corrente é extraída do seu circuito; - Ponto de potência máxima (PMM), que é o ponto cujos parâmetros são iguais aos das CTP. [11] Destes três parâmetros, a V_{OC} e a I_{CC} são os mais utilizados para descrever o comportamento das curvas I-V das células solares [15] e, no caso particular das células cristalinas convencionais (10 cm ×10 cm) – sujeitas às CTP –, a sua I_{CC} regista um valor aproximado de 3A [11], e a sua tensão máxima, que é a tensão em circuito aberto, possui um valor compreendido entre 0,5 a 0,6 V [11].

5.7.4 Dependência I-V com a variação da intensidade da radiação solar

A radiação solar tem uma relação de proporcionalidade directa com a intensidade de corrente da célula solar; isto é, quanto maior for o valor da intensidade de radiação solar maior será o valor da corrente eléctrica de saída da célula. No caso da tensão da célula, não se verificam variações consideráveis com a variação da intensidade de radiação solar. Uma vez que – por definição – a potência eléctrica de um circuito eléctrico é directamente proporcional a sua tensão e corrente, isto é, $P = U \times I$; então, a potência eléctrica produzida por uma célula FV também será directamente proporcional a sua tensão e corrente; e, tendo em conta que a corrente eléctrica da célula varia directamente com a intensidade de radiação solar, a potência eléctrica produzida pela célula também variará na mesma razão com a intensidade de radiação solar.

5.7.5 O Efeito da temperatura nas células solares

A corrente eléctrica de uma célula FV varia directamente com a sua temperatura, enquanto a sua tensão inversamente [15]; ou seja, se a temperatura da superfície de uma célula sofrer um incremento (ΔT), a I_{CC} desta célula sofrerá um acréscimo directamente proporcional à ΔT, e a sua V_{OC}, um decréscimo inversamente proporcional à ΔT.

Considerando um factor de proporcionalidade α para I_{CC} e β para V_{OC}, resulta para cada componente:

$$I_{CC} = I_{CC(0)}(1 + \alpha\Delta T)$$

$$V_{OC} = V_{OC(0)}(1 - \beta\Delta T). \text{ [15]} \qquad (5.1)$$

Onde $I_{CC(0)}$ e $V_{OC(0)}$ são – respectivamente – a corrente em curto-circuito e a tensão em circuito aberto da célula à temperatura inicial (T_0), ou seja, sem sofrer nenhuma variação de temperatura [15]. Com base nesta última expressão, chega-se facilmente a uma expressão de definição geral da potência eléctrica – máxima – produzida pelas células solares, sob o efeito da variação da temperatura:

$$P_{máx} = I_{CC} \times V_{OC} = I_{CC(0)}(1 + \alpha\Delta T) \times V_{OC(0)}(1 - \beta\Delta T) = P_{(0)} (1- \beta\Delta T + \alpha\Delta T - \alpha\Delta T \beta\Delta T) \text{ [15]} \qquad (5.2)$$

Desprezando o termo $\alpha\Delta T\ \beta\Delta T$ da última equação da expressão 5.2, uma vez que representa o produto de duas pequenas variações, do qual resulta um valor ainda mais pequeno (≈ 0), a expressão 5.2 ficará então representada da seguinte forma:

$$P = P_{(0)}\,[1+(\alpha - \beta\,)\Delta T]\ ^{(15)} \qquad (5.3)$$

No caso prático das células típicas de silício monocristalino, α é aproximadamente igual a 20 $\mu U/^{o}C$, e β, aproximadamente 5 $mU/^{o}C$ [15]; onde, U representa uma unidade qualquer, e as iniciais μ e m representam – respectivamente – os submúltiplos micro (1×10^{-6} U) e mili (1×10^{-3} U) desta mesma unidade; portanto, da expressão 5.3, resulta:

$$P = P_{(0)}\,(1\text{-}0{,}005\Delta T)\ ^{(15)} \qquad (5.4)$$

5.7.6 Factor de forma das células solares

O factor de forma das células solares (FF) é um número adimensional que indica o nível de qualidade eléctrica das mesmas [11] e, é definido como o rácio entre o ponto de potência máxima (PMM) das células e a sua potência máxima nominal [11] ($Pmax_{FV}$), ou analiticamente:

$$FF = \text{Potência real/Potência nominal (teórica)} = (V_{PMM} \times I_{PMM})/(V_{OC} \times I_{CC}) = $$
$$= P_{PMM}/(V_{OC} \times I_{CC}) \qquad (5.5)$$

O FF relaciona-se directamente com o nível de qualidade das células solares; isto é, quanto maior for o FF de uma célula, maior será a sua qualidade, e vice-versa. Na tabela 5.1 [16] apresentam-se os factores de forma das principais células FVs disponíveis no mercado. Verifica-se nesta tabela o seguinte: as células cristalinas possuem o maior FF, com um valor compreendido entre 0,75 e 0,85; enquanto as células CIS possuem – de todas células de película fina – o maior factor de forma, com um valor compreendido entre 0,64 e 0,70. As células amorfas multi-junções também possuem um factor de forma muito bom, estando compreendido entre 0,5 e 0,7; no entanto, as células amorfas convencionais possuem um factor de forma de apenas 0,56 a 0,61. As células de CdTe possuem – em média – o menor FF de todas as células FVs, estando compreendido entre 0,47 e 0,64.

Tipo de Módulo	Factor de Forma (FF)
Módulos Solares de Silício Cristalino	$0,75 \leq FF \leq 0,85$
Módulos Solares de CIS	$0,64 \leq FF \leq 0,70$
Módulos Solares de Silício Amorfo (a:Si)	$0,56 \leq FF \leq 0,61$
Módulos Solares de CdTe	$0,47 \leq FF \leq 0,64$

Tabela 5.1 Factor de forma dos módulos solares cristalinos e de película fina. Fonte: ***Manufactures´s especifications, measured data, LEE - TISO, TUV and ECN***

5.7.7 Eficiência eléctrica das células/módulos solares

A eficiência das células/módulos solares (η_{FV}) relaciona a potência produzida pelas células/módulos e o valor da radiação solar que sobre elas incide. É calculada em função do valor da potência real máxima (ponto de potência máxima (PPM)), da radiação/irradiação solar nas CTP (E_n = 1000 W/m^2) e da área ocupada pelas células/módulos – em m^2; ou seja, por definição:

$$\eta_{FV} = P_{PMM}/(E_n \times A)\ ^{(11)} \qquad (5.6)$$

Mas sabe-se que $P_{PMM} = FF\ (V_{OC} \times I_{CC})$; então:

$$\eta_{FV} = FF\ (V_{OC} \times I_{CC})/(E_n \times A)\ ^{(11)} \qquad (5.7)$$

Desta última expressão pode-se tirar a expressão para a potência eléctrica nominal produzida pelos módulos solares, que é a potência do ponto de potência máxima, ou seja:

$$P_{MÓDULO} = P_{PMM} = \eta_{FV} \times (E_n \times A) \qquad (5.8)$$

A variação da eficiência eléctrica dos módulos cristalinos devido à variação de temperatura nas suas superfícies pode ser calculada, por cálculo aproximado, através da expressão:

$$\Delta\eta_{FV} = -0,045\% \times (25\ ^oC - T_{MÓDULO})\ ^{(11)} \qquad (5.9)$$

Onde: $T_{MÓDULO}$ é a temperatura da superfície do módulo.

Referências bibliográficas

1. Solar Energy International (SEI) – *Photovoltaics, Design and Installation Manual*, Gabriola Island, New Society Publishers (NSP), 2009, pág. 50, figura 5.1;

2. Solar Energy International (SEI) – *Photovoltaics, Design and Installation Manual*, Gabriola Island, New Society Publishers (NSP), 2009, págs. 50-56;

3. Solar Energy International (SEI) – *Photovoltaics, Design and Installation Manual*, Gabriola Island, New Society Publishers (NSP), 2009, págs. 12,13, figuras 2-2-2-4;

4. Ramlow, Bob; Nusz, Benjamim – *Solar Water Heating, A comprehensive Guide To Solar Water and Space Heating Systems*, Gabriola Island, New Society Publishers, 2009, pág. 21;

5. Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, págs. 19-22;

6. Chang, Raymond – *Química*, 5ª Edição, Lisboa, Mcgraw-Hill Lda, 1994, págs. 1082, 1083;

7. Chang, Raymond – *Química*, 5ª Edição, Lisboa, Mcgraw-Hill Lda, 1994, pág. 667;

8. Quaschning V. Apud Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, págs. 20-22, figuras 1.43-1.46;

9. Wunderlish D./DGV LV Berlin BRB Apud Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, pág. 23, figura 1.47;

10. Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, págs. 23-40;

11. Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, págs. 40-63;

12. Solarpraxis Apud Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, págs. 40-45, figuras 1.96, 1.99, 1.102, 1.107;

13. Unisolar, DGS LV Berlin BRB Apud Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, pág. 62;

14. Wikipedia (s/d) – *Diodes*, página consultada a 23.04.2010, <http://www.wikipedia.org>;

15. Patel, Mukund R. – *Wind and Solar Power Systems, Design, Analysis and Operation*, 2ª Edição, New York, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2006, págs. 166-174;

16. Manufacture´s specifications, measured data, LEE – TISO, TÜV and ECN Apud Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, pág. 93, tab. 2.3;

Capítulo 6

O módulo solar/FV

6. O módulo solar/FV

O módulo solar/FV resulta das combinações directas das células solares e, portanto, também é um elemento fundamental dos sistemas FVs [(1)].

6.1 Tipos de módulos FVs

Os módulos solares podem ser classificados segundo vários critérios. Um dos critérios de classificação mais utilizados é a classificação segundo a aplicação a que se destinam; neste critério, eles classificam-se em convencionais (*standard*), especiais e feitos à medida [(2), (3)].

6.1.1 Módulos FVs cristalinos convencionais

Os módulos FVs cristalinos convencionais são fabricados – e disponibilizados no mercado – com o único e simples objectivo de aproveitar – ao máximo – a energia solar e produzir o máximo possível de electricidade, com o mínimo de custos possível. Estes módulos não são adaptáveis às aplicações, as aplicações é que são adaptadas a eles. A maioria dos módulos cristalinos convencionais são constituídos por substratos de vidro-película *Tedlar*, são laminados com EVA e possuem uma moldura estruturada de alumínio, como mostra figura 6.1 [(5)]. [(4)] Para além do EVA, os módulos FVs podem também ser laminados em PVB, *Teflon*, ou ainda em resina fundida [(4)].

Figura 6.1 Estrutura de um módulo solar convencional. Fonte: *Pilkiton Solar*

No desenho da figura 6.1 existe um elemento, que apesar de não estar representado é parte constituinte e integral dos módulos solares, que é caixa de junção eléctrica; as caixas de junção permitem ligar os circuitos eléctricos dos módulos ao sistema FV; elas são – geralmente – constituídas por materiais termoplásticos e impermeáveis, possuem

uma elevada resistência ao ataque de agentes atmosféricos e, nos módulos FVs convencionais, podem ser aplicadas na superfície traseira dos mesmos (figura 6.2).

Figura 6.2 Caixa de derivação (junção) dos módulos FV

6.1.2 Módulos FVs especiais

Os módulos FVs especiais também são fabricados em massa, mas ao contrário dos módulos convencionais, não se destinam apenas à produção de energia. Para além do aspecto energético, o aspecto decorativo também é importante na sua produção. Estes módulos têm grande aplicação em sistemas FVs independentes de pequena escala, em que os módulos são perfeitamente adaptáveis às suas aplicações.

6.1.3 Módulos FVs feitos à medida

Estes módulos FVs são feitos na – sua totalidade – de acordo com a vontade e desejo do cliente e, ao contrário dos módulos especiais, não se limitam apenas para aplicações independentes; eles têm uma vasta – e diversificada – aplicação em sistemas FVs dependentes, especialmente em sistemas integrados com edifícios, e não são fabricados em massa; todavia, já têm sido aplicados com uma certa frequência pela comunidade arquitectónica e da construção civil.

6.2 Propriedades eléctricas dos módulos FVs

Assim como nas células FVs, o conhecimento das propriedades e comportamento dos módulos FVs é fundamental para o correcto dimensionamento dos sistemas FVs.

6.2.1 Temperatura nominal de operação das células solares

As condições de teste padrão definidas no capítulo anterior raramente ocorrem e, por este motivo, foram definidas – pelos fabricantes e pela indústria solar – condições específicas que dão ênfase à temperatura média de funcionamento das células FVs, a que chamou-se temperatura nominal de operação das células, representada pela sigla *NOCT*

(Nominal Operating Cell Temperature [4]*)*. Diz-se que uma célula ou módulo solar funciona na *NOCT*, quando se verificam as seguintes condições:

- Incidência de uma intensidade de radiação solar de 800 W/m^2;
- Temperatura ambiente é de 20 ºC;
- A Velocidade do vento no local é de 1m/s. [4]

6.2.2 Dependência entre I-V e a radiação solar

Sendo os módulos FVs constituídos por associações de células FVs, o seu comportamento eléctrico pode ser perfeitamente definido através do comportamento eléctrico das células FVs – definido no capítulo anterior.

6.2.3 Dependência entre I-V e a temperatura

Módulos de película fina

Devido ao seu elevado espaçamento de bandas, os módulos FVs de película fina não são muito afectados com o aumento da temperatura das suas superfícies, o que faz com que não sofram muitas perdas de potência a altas temperaturas [4]; pois, em comparação com os módulos cristalinos, o seu decréscimo de potência – por cada incremento de grau célsius – é inferior a 0,3%, para o caso dos módulos de CdTe, e 0,4% no caso dos módulos amorfos [4]. No caso específico dos módulos amorfos, a sua potência eléctrica produzida quando sujeitos a temperaturas superiores a temperatura de CTP, pode ser inclusive superior a potência eléctrica dos módulos nas CTP. Nos módulos cristalinos, o coeficiente de temperatura para todos níveis de intensidade de radiação solar é negativo [4].

6.3.4 Pontos sobreaquecidos e sombreamento

Os pontos sobreaquecidos (*hot spots*[4]) resultam do sombreamento localizado nos módulos solares, devido à existência de um obstáculo na superfície frontal dos mesmos. Estes pontos são geralmente produzidos pela corrente inversa do módulo, que geralmente ocorre a quedas de tensão compreendidas entre 12 e 50 V [4]. Tendo em conta que vinte células cristalinas – associadas em série – produzem aproximadamente 12 V, este fenómeno é muito susceptível de ocorrer nos módulos convencionais cristalinos, uma vez que esses possuem vinte e quatro ou mais células em série na sua constituição estrutural [4]. Os pontos sobreaquecidos são comummente provocados pelo sombreamento localizado de

obstáculos como folhas, partículas de pó, etc.; quando uma folha fica sobreposta sobre a célula de um módulo cristalino convencional, esta célula deixa de produzir corrente, ou seja, passa a consumir a corrente do circuito eléctrico do módulo [6]; como o número de células é superior a vinte, os pontos sobreaquecidos serão criados. Para diminuir o efeito dos pontos sobreaquecidos são geralmente ligados aos circuitos dos módulos FVs, diodos desviadores (figura 6.3 [7]), que têm como objectivo desviar a corrente da célula sobreaquecida, não permitindo assim criar tensão suficiente que permita inverter o sentido da corrente [4]. Os diodos são geralmente ligados a partir de 18 a 20 células; o que significa que um módulo com 36 células deverá ter pelo menos dois diodos, um módulo com 72 células, quatro e um módulo com 216 células, oito [4].

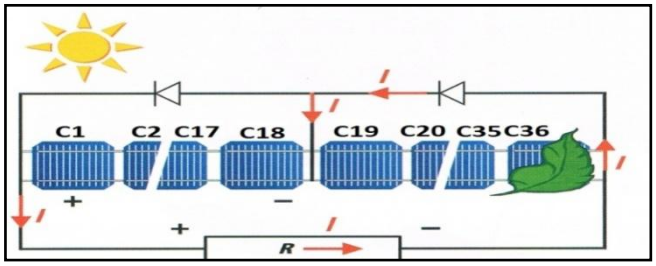

Figura 6.3 Módulo FV cristalino de 36 células, com dois diodos desviadores. Fonte: *Haselhuhn, R.*

Módulos de película fina

A forma de estrias, que os módulos de película fina apresentam, protege-lhes dos pontos sobreaquecidos [4]; o que faz com que apenas tenham reduções de potência nas zonas sombreadas, evitando assim a necessidade de aplicação de diodos desviadores. A figura 6.4 [2] faz uma análise comparativa entre a percentagem de potência perdida com o sombreamento nos módulos cristalinos e de película fina. Na figura 6.4 observa-se que o sombreamento provoca uma redução de 50% na potência dos módulos cristalinos; enquanto nos módulos de película fina, uma redução de apenas 10%.

Sombreamento longo e sombreamento curto

O sombreamento pode ser classificado em curto, ou longo, conforme a disposição dos módulos; isto é: classifica-se como curto, o sombreamento que ocorre transversalmente ao módulo FV (figura 6.4); e longo, o sombreamento que ocorre longitudinalmente ao módulo [2]. Em regiões propícias a ocorrência de sombreamentos longos deve-se sempre

optar pela montagem horizontal dos módulos, de forma a minimizar os efeitos do sombreamento.

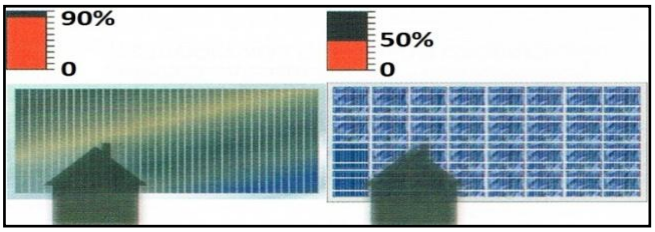

Figura 6.4. Efeito de sombreamento na potência dos módulos cristalinos e de película fina. Fonte: *Solarpraxis*

Referências bibliográficas

1. Patel, Mukund R. – *Wind and Solar Power Systems, Design, Analysis and Op*eration, 2ª Edição, New York, CRC Press Taylor & Francis Group, 2006, págs. 163-165;
2. Solarpraxis/DGS Berlin BRB Apud Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, págs. 65-71, figura 2.1; figuras 2.8-2.17; pág.94, figuras 2.74-2.75;
3. Sheuten Solar – *Weldings On Cells*, Berlin, DGS LV, 2007, págs. 1-6;
4. Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, págs. 65-74; 86-97;
5. Pilkington Solar Apud Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, pág. 73, figura 2.19;
6. Markus, Octávio – *Circuitos Eléctricos – Corrente Contínua e Corrente Alternada*, 4ª Edição, São Paulo, 2004, pág. 21;
7. Haselhuhn, R. *Apud Earthscan – Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, págs. 87-91, figuras 2.58, 2.66, 2.68;

Capítulo 7

Sistemas de montagem dos geradores FVs

7. Sistemas de montagem dos geradores FVs

Como foi possível ver em capítulos anteriores, quando os módulos FVs associam-se em série, paralelo, ou em associação mista, formam os chamados painéis FVs e/ou matrizes FVs. Estes painéis FVs e/ou matrizes FVs são comummente designados de geradores FVs [(1)]; por conveniência de nomenclatura, também os módulos FVs são chamados de geradores FVs [(1)].

7.1 Montagem dos módulos solares

Os sistemas FVs são projectados de maneira a que os seus geradores FVs estejam colocados numa zona que lhes permita absorver o máximo de energia solar, isto é, o campo energético solar dos geradores FVs depende – em primeira instância – da localização geográfica que alojará os sistemas FVs. De uma maneira geral, os geradores FVs podem ser montados da seguinte maneira:

- Sistemas livres ou auto-dependentes [(2)]:
  - Fixos [(3)]: o gerador FV é orientado para o sol numa posição fixa. Nestes sistemas, sempre que o sol mudar de direcção, deve-se também mudar – manualmente – a orientação do gerador FV;
  - Móveis (seguidores/rastreadores) [(3)]: passivos; activos [(3)]
- Sistemas associados [(3)]: os geradores FVs estão directamente ligados à estrutura dos edifícios. Eles podem ser montados da seguinte maneira:
  - Sobre as estruturas (exterior das estruturas): coberturas planas (fixos e móveis (rastreadores)); coberturas inclinadas; fachadas planas; fachadas inclinadas; [(3)]
  - Integradas com as estruturas (interior das estruturas): coberturas planas; coberturas inclinadas; fachadas planas; fachadas inclinadas; [(3)]
- Em espaços abertos; [(3)]
- Como sistemas de sombreamento. [(3)]

No desenvolvimento desta dissertação, apenas serão abordados – ou aprofundados – os sistemas FVs estruturais livres e associados externamente às coberturas planas.

7.2. Sistemas FVs estruturais livres (independentes)

Os geradores FVs livres recebem esta designação por não fazerem parte da estrutura do edifício a que se destinam fornecer electricidade. Estes geradores FVs integram os sistemas FVs conhecidos como sistemas FVs estruturais independentes (*free standing fotovoltaic systems*[(2)]) ou sistemas FVs estruturais auto-sustentados.

7.2.1 Sistemas FVs estruturais livres fixos

Nestes sistemas, o gerador FV encontra-se – normalmente – apoiado num poste metálico, que é aparafusado e cimentado no solo, ou no exterior das paredes, como é o caso do gerador FV da figura 7.1, para sistemas FVs de pequena escala; ou em armações estruturadas metálicas de grandes dimensões, no caso de sistemas FVs de média e média-larga escala.

Figura 7.1 Gerador FV fixo, com estrutura auto – sustentada**.**

Os sistemas FVs fixos têm uma grande desvantagem em relação aos sistemas FVs estruturais móveis ou rastreadores, que é a pouca eficiência energética nos meses mais frios do inverno; pois, durante este período, o sol encontra-se em constante mutação e sem uma posição definida e, sendo fixos, os sistemas não podem seguir o movimento do sol; de que resulta, um menor campo energético solar e uma menor quantidade energética.

7.2.2 Sistemas FVs estruturais livres e móveis (seguidores/rastreadores)

Nestes sistemas FVs, os geradores FVs são montados de maneira a poder seguir o movimento do sol, sobretudo nos meses mais frios. Estes sistemas FVs podem possuir um sistema de movimentação mecânico passivo/natural, ou sistemas de movimentação

mecânicos activos, em que a movimentação do gerador FV é causada por acção electrónica e/ou electromecânica de dispositivos instalados no gerador FV [(4)].

Os sistemas FVs seguidores também são classificados em função do movimento axial do gerador FV em torno do sol; nesta classificação, eles podem ser de eixo singular (*single-axis tracking/one-axis trackeing* [(5)]), em que os seus geradores FVs seguem a trajectória do sol diariamente do este ao oeste [(5)]; ou de dois eixos (*dual-axis tracking* [(5)]), nos quais os geradores FVs seguem diariamente a trajectória do sol em dois eixos: linearmente e por actuação motora, do este ao oeste (nascer e pôr-do-sol), e anualmente, do norte ao sul [(5)]. Nos sistemas FVs de um eixo, o ângulo de inclinação do gerador FV tem de ser periodicamente ajustado, mecanicamente, em longos intervalos de tempo [(5)]; já nos sistemas FVs de dois eixos, o gerador FV consegue seguir – quase por completo – o movimento do sol, uma vez que o faz em torno dos dois eixos; o que permite manter um alinhamento quase perfeito das trajectórias do sol [(5)] e, consequentemente, obter um campo energético solar maior; todavia, estes sistemas FVs são geralmente preteridos, devido à sua elevada complexidade.

Nos sistemas FVs activos, os controladores electrónicos podem controlar os motores eléctricos e os geradores FVs de duas maneiras possíveis:

- Astronomicamente [(4)]: os controladores calculam a posição actual do sol, a partir do local onde o gerador FV está instalado, e o motor eléctrico movimenta o gerador FV perpendicularmente ao sol em intervalos de tempo pré-definidos, a partir de coordenadas precisas. [(4)]
- Por controladores sensoriais [(4)]: são colocados no sistema rastreador sensores luminosos que direccionam o gerador FV para o ponto mais brilhante (luminoso) do céu [(4)]; e quando o céu se encontra completamente escuro, o gerador FV ajusta-se na posição horizontal [(4)].

Sistemas livres fixos vs sistemas livres seguidores

Estima-se que os sistemas FVs rastreadores ganhem mais 50% de radiação solar nos meses de verão, e mais 300% nos meses mais de inverno, em relação aos sistemas FVs Fixos [(4)]. Portanto, em regiões frias e com períodos de inverno muito intensos, a aplicação de um sistema FV rastreador é quase uma necessidade; já em regiões com boa

disponibilidade de radiação solar, a aplicação de um sistema FV rastreador pode não ser muito rentável, pois o ganho energético solar pode não ser significativo e, logo, não justificar o elevado custo que um sistema FV seguidor – geralmente – possui.

7.3 Associações externas em coberturas planas

As coberturas planas oferecem – por ventura – a possibilidade de instalação de sistemas FVs associados externos com melhor eficiência; pois, para além de possuírem maior facilidade de instalação, também podem orientar-se com maior precisão para o sol, uma vez que possibilitam a instalação de sistemas FVs seguidores de um eixo e/ou de dois eixos, obtendo assim um maior campo energético.

7.3.1 Tipos de associações externas

Na montagem das armações, os sistemas FVs associados externos em coberturas planas são montados segundo três principais sistemas de montagem:

- Sistemas de montagem em poste (instalações independentes);
- Sistema de montagem em balastro (instalações independentes);
- Sistema de montagem em âncora (instalações fixas);
- Sistema de montagem de fixação na cobertura. [6]

Sistemas de montagem em poste

Este sistema de montagem é – exactamente – igual ao sistema de montagem utilizado nos sistemas FVs independentes livres.

Sistemas de montagem em balastro

Neste tipo de sistemas FVs associados, os geradores FVs são montados – externamente – por cima das coberturas dos edifícios, através de estruturas de suporte, que podem ser metálicas, de plástico flexível, ou ainda de betão armado [6]; tendo como principal objectivo, a geração de electricidade. Como estruturas de suporte destes sistemas FVs, para além dos postes metálicos dos sistemas livres, também utilizam-se armações metálicas de formato triangular, curvas, ou ainda angular (figura 7.2 [7]), que possuem um ângulo de inclinação de 30^{o}. Associando os suportes triangulares consegue-se montar

estruturas de maior dimensão (figura 7.3 [8]), o que permite obter um maior campo energético solar, uma vez que o gerador FV pode focar melhor o sol.

Figura 7.2 Armações em formato angular e curvilínio para coberturas planas. Fonte: Adapt. *Donauer*; *Solar-Fabrik*

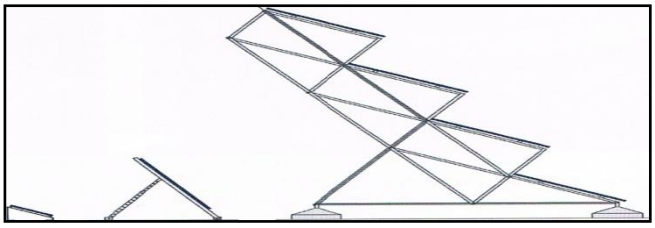

Figura 7.3 Armações com diferentes níveis de altura, para coberturas planas. Fonte: *Berger, F.*

Sistema de montagem em âncora

No sistema de montagem em âncora são definidos pontos de fixação ou âncoras no pavimento do edifício – para a montagem das armações dos módulos; ou seja, neste sistema de montagem, existe – sempre – a necessidade de perfurar o pavimento da cobertura do edifício – no qual o sistema FV, em âncora, será montado.

Referências bibliográficas

1. KEMP, WILLIAM H – *The Renewable Energy Handbook, A Guide to Rural Energy Independence, Off-Grid and Sustainable Living*, Ontario, ATZTEXT PRESS, 2005, págs. 249-254;
2. Patel, Mukund R. – *Wind and Solar Power Systems, Design, Analysis and Operation*, 2ª Edição, New York, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2006, págs. 163-166;

3. Earthscan – Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, págs. 15-19;
4. Patel, Mukund R. – *Wind and Solar Power Systems, Design, Analysis and Operation*, 2ª Edição, New York, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2006, págs. 170-178;
5. Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, págs.200-234;
6. Donauer Apud Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, pág. 232, figura 6.95;
7. Solar-Fabrik Apud Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, pág. 232, figura 6.95;
8. F. Berger Apud Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, pág. 232, figura 6.91;

Capítulo 8

Sistemas de armazenamento & reguladores de carga

8. Sistemas de armazenamento & controladores de carga

Os sistemas de armazenamento também são elementos fundamentais dos sistemas FVs, especialmente para os sistemas FVs independentes, pois, garantem a continuidade de fornecimento energético às redes eléctricas domésticas.

8.1 Tipos de sistemas de armazenamento energético

Actualmente, os principais sistemas de armazenamento existentes são:

- Baterias electroquímicas;
- Sistemas de ar comprimido;
- *Flywheel*;
- Bobinas supercondutoras. [(1)]

Porém, como já foi dito em capítulos anteriores, ao longo desta dissertação – e como futura referência –, os sistemas de armazenamento dos sistemas FVs e eólicos – terrestres – são representados pelas baterias electroquímicas.

8.2 Baterias electroquímicas

As baterias electroquímicas – ou simplesmente baterias – são dispositivos electroquímicos constituídos por soluções e elementos químicos, que têm a capacidade de converter a energia química em electricidade e, vice-versa. As baterias podem ser subdivididas em dois grupos:

- Baterias primárias: convertem a energia química em energia eléctrica num único sentido [(1)]; isto é, a reacção electroquímica destas baterias é irreversível e, as baterias são descartáveis após terminar o período de descarga completa;
- Baterias secundárias: estas baterias são vulgarmente conhecidas por baterias recarregáveis [(1)]; por possuírem uma reacção electroquímica reversível; ou seja, após a descarga completa, elas podem ser recarregadas e reutilizadas, através da injecção de corrente eléctrica contínua (I_{DC}) proveniente de uma fonte externa. No modo de descarga, elas convertem a energia química em energia eléctrica; e no modo de carga, a energia eléctrica em energia química; em ambos os modos,

registam-se perdas energéticas sob a forma de calor. Estima-se que durante os processos de descarga e carga das baterias recarregáveis, perde-se entre 15 a 30% de energia – ou 22,5%, em média [(1)].

8.2.1 Baterias recarregáveis

As baterias recarregáveis são – normalmente – especificadas e dimensionadas em termos da sua tensão média, em volts (V), debitada durante o modo de descarga, e a capacidade eléctrica, em ampere-hora (Ah), que podem fornecer até que o nível da tensão atinja o limite mínimo especificado [(1)]. O produto entre estas duas grandezas – ou seja, tensão e capacidade eléctrica – representa a energia, em watt-hora (Wh), que as baterias podem fornecer a uma carga eléctrica, a partir do ponto de carga completa. A taxa de carga e descarga das baterias é referenciada em termos da sua capacidade (Ah); e o estado de carga (*SOC (State Of Charge)* [(1)]) das baterias – em qualquer período – é definido através da seguinte expressão:

SOC = (capacidade restante na bateria (Ah))/(capacidade nominal da bateria (Ah)) (8.1)

8.2.2 Tipos de baterias recarregáveis

As baterias recarregáveis podem ser agrupadas nos seguintes grupos:

- Baterias de chumbo-ácido; [(1)]
- Baterias alcalinas [(1)]: - Baterias de níquel e cádmio (Ni-Cd); - Baterias de níquel e hidreto metálico (Ni-MH); [(1)]
- Baterias de lítio [(1)]: - Baterias de iões de lítio (Li-iões); - Baterias de lítio e polímero (Li-poli); [(1)]
- Baterias de zinco e ar (Zn-Ar) [(1)]

Contudo, como já foi dito em capítulos anteriores, as baterias de chumbo-ácido serão o objecto de estudo desta dissertação.

8.3 Baterias de chumbo-ácido

Estas baterias possuem a maior percentagem de utilização – de todos tipos de baterias – em aplicações de sistemas FVs e eólicos terrestres; pois, apesar de possuírem a

menor densidade energética – por peso e volume – de todas baterias, possuem maior maturidade energética, e melhor rácio performance-custo [(2)].

8.3.1 Funcionamento das baterias de chumbo-ácido

As baterias de chumbo-ácido podem ser descritas como sendo pequenos contentores que contêm uma solução electrolítica (iónica) de ácido sulfúrico (H_2SO_4), na qual são inseridas duas placas de chumbo (Pb) de diferentes polaridades, que servem de eléctrodos: o eléctrodo negativo (ânodo) é constituído por chumbo puro (Pb(s)); e o eléctrodo positivo (cátodo), por dióxido de chumbo (PbO_2) [(3)].

8.3.2 Tipos de baterias de chumbo-ácido

As baterias de chumbo-ácido podem ser classificadas em função da profundidade do ciclo de descarga e do tipo de tecnologia utilizada. Quanto à profundidade do seu ciclo de descarga, elas podem classificar-se nos seguintes grupos:

- Baterias de baixo ciclo: nestas baterias faz-se a extracção de uma corrente elevada, durante um período de tempo curto; [(1)]
- Baterias de ciclo profundo (elevado) [(1)]: são baterias com extracções de correntes de intensidades – significativamente – mais baixas, mas durante um período de tempo – muito – mais extenso; são chamadas de baterias de ciclo profundo, porque podem suportar vários processos (ciclos) de descarga-carga, inclusive com um estado de carga (*SOC*) muito próximo dos 20% [(1)].

Quanto ao tipo de tecnologia, existem dois grupos de baterias de chumbo-ácido:

- Baterias de líquido ventilado (células molhadas (inundadas) [(2)]) [(4)];
- Baterias seladas de chumbo-ácido/ reguladas por válvula (*VRLA (Valve-Regulated Lead Acid*) [(6)]:
    - Baterias de chumbo-ácido de gel; [(1)]
    - Baterias de chumbo-ácido estacionárias de placa tubular [(3)];
    - Baterias de chumbo-ácido em bloco ou placa plana. [(3)]

8.4 Baterias de chumbo-ácido de líquido ventilado

As baterias de chumbo-ácido de líquido ventilado são também chamadas de baterias solares, baterias de células molhadas/inundadas (*wet/flooded cells* [3]), ou ainda, baterias de placas malhadas com fluído electrolítico. A constituição base de uma bateria solar pode ser observada na figura 8.1 [5]. Observa-se nesta figura que, para cada placa existe uma grelha correspondente, e o conjunto (placa e grelha) é fixado num encaixe próprio, constituindo assim os chamados eléctrodos; cada eléctrodo é isolado por um separador de material electricamente inerte, que mantém os eléctrodos isolados.

Figura 8.1 Estrutura de uma bateria de chumbo-ácido de líquido ventilado.
Fonte: Adapt. *Varta*; *Hemmerl, C.*

O número de ciclos (duração) – em função da capacidade de descarga eléctrica sucessiva – das baterias solares, assim como as demais baterias de chumbo-ácido, pode ser observado no gráfico da figura 8.2 [6]. As quatro curvas do gráfico estão ordenadas da seguinte maneira: - Curva preta: - Baterias solares; - Curva castanha: - Baterias de chumbo-ácido de gel; - Curva azul: - Baterias de chumbo-ácido estacionárias em bloco; - Curva verde: - Baterias de chumbo-ácido estacionárias de placa tubular. Pode-se observar neste gráfico que, para uma descarga de 70%, as baterias solares possuem uma duração aproximada de 200 ciclos [3]; verifica-se ainda que, para uma descarga de 50%, elas possuem uma duração de vida consideravelmente superior, chegando a atingir um número de ciclos igual ou – ligeiramente – superior a 400 [3]; para uma descarga de 20%, o número de ciclos aumento em mais do dobro, ou seja, chega a 1000 ciclos [3]; e, para uma descarga ainda menor – até 10% –, o número de ciclos atinge os 1500 [3]. A duração máxima das baterias, para uma descarga ligeiramente inferior a 10%, é estimada – aproximadamente – em um número de ciclos igual ou – ligeiramente – superior a 2000. Para uma temperatura média de 25 ºC, 100 ciclos de duração de vida das baterias correspondem, por aproximação, a um período – equivalente em anos – de 0,6 anos [1], ou seja, 1000 ciclos de vida de uma bateria

correspondem a aproximadamente 6 anos; logo, as baterias solares terão uma esperança de vida aproximada – para uma descarga de 10% – de 9 anos; portanto, são recomendáveis para aplicações simples e esporádicas [3].

8.5 Baterias de chumbo-ácido reguladas por válvula de segurança (*VRLA*)

As baterias de chumbo-ácido *VRLA* possuem geralmente uma válvula de segurança que permite, em caso de sobrecarga nas baterias, a saída de gases [3].

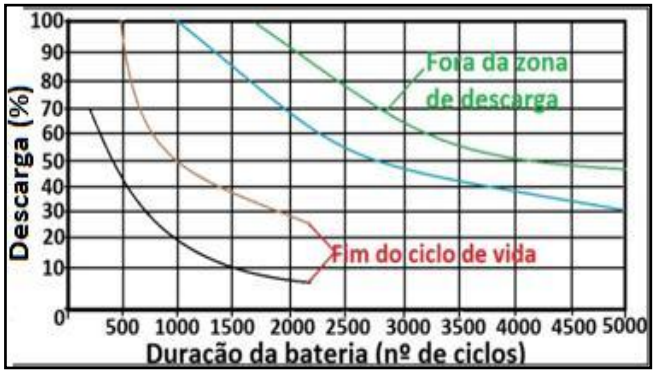

Figura 8.2 Ciclo de carga das baterias de chumbo-ácido. Fonte: Adapt. *Earthscan*

8.5.1 Baterias de chumbo-ácido de gel

Estas baterias são uma versão mais avançada – e sofisticada – das baterias solares. Nelas, a concentração do ácido sulfúrico é aumentada, através da adição de aditivos especiais [3], que transformam a solução electrolítica numa substância de elevada concentração e viscosidade, com forma de gel. Comparativamente às baterias solares, elas apresentam as seguintes vantagens:

- Ciclo de resiliência mais elevado [3]: NC (70%) ≈ 700 ciclos; NC (50%) = 1000 ciclos; NC ((30%)) = 2000 ciclos [3]
- Inexistência de fugas de gás (gaseificação) [3]: esta característica permite a sua utilização em locais pouco ventilados [3];
- Invólucro completamento a prova de fugas [3]: permite a sua utilização eficiente em estruturas móveis (barcos, carrinhas, etc.);
- Eficiência: possuem uma eficiência média na ordem dos 80%; [3]
- Manutenção reduzida ou – quase – inexistente; [3]

As baterias de gel apresentam como principal desvantagem – em relação às baterias solares –, o seu elevado custo. Para além disso, uma vez que não é possível verificar o estado de carga através da concentração do electrólito, necessitam de medições frequentes de tensão. [3] A estruturação dos componentes de uma bateria de gel convencional pode ser observada no esquema da figura 8.3 [7]. Observa-se neste esquema que, deixam de existir os tampões, e entra um novo componente, que se designa por válvula de segurança e que protege a bateria contra sobrecargas.

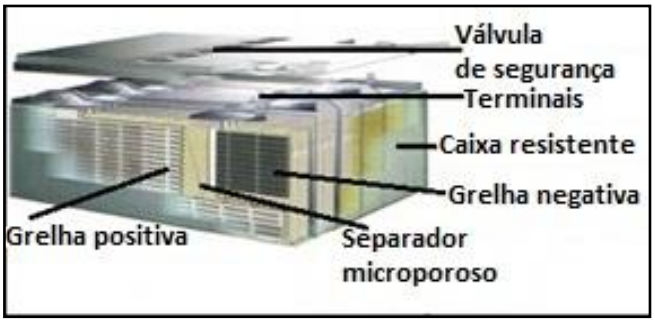

Figura 8.3 Componentes de uma bateria de chumbo-ácido de gel.
Fonte: Adapt. *Deutsche Exide GmgH*

8.5.2 Bateria estacionária de chumbo-ácido de placa tubular

As baterias estacionárias de chumbo-ácido de placa tubular são – especialmente – adequadas para aplicações de sistemas energéticos potentes de média-larga e larga escala, que funcionam continuamente durante um período de tempo longo (15-20 anos). A constituição destas baterias está representada na figura 8.4 [7]. Observa-se nesta figura que a válvula de segurança para a saída de gases, os terminais dos eléctrodos e os separadores microporosos, também estão presentes na estrutura desta bateria. Quanto à solução electrolítica, ela pode ser constituída por fluidos electrólitos com separadores especiais, que formam as chamadas baterias estacionárias de placa tubular especial ou *OPZS (Ortsfeste Panzerplatte Spezial*); ou por uma solução electrolítica de elevada concentração (gel electrólito) e, neste caso, formam as baterias estacionárias de placa tubular selada ou *OPZV (Ortsfeste Panzerplatte Verschlossen)*.[3] A principal diferença entre as baterias estacionárias de placa tubular (*OPZS e OPZV)* e as baterias solares, reside na composição dos eléctrodos positivos: enquanto nas baterias solares, o eléctrodo positivo é formado por uma placa em forma de grelha; nas baterias estacionárias de placa tubular, o eléctrodo positivo é formado por uma placa com uma estrutura tubular [3]; nesta placa tubular, os varões de chumbo são cercados por tubos permeáveis, que permitem a circulação da

solução electrolítica e possuem uma camada de revestimento protectora que segura – mecanicamente – o material activo que se encontra no espaço interior, o que permite limitar a sedimentação no interior das baterias [3]. O eléctrodo negativo – à semelhança das baterias solares – é formado por uma placa em grelha. Relativamente às baterias solares, as baterias estacionárias de placa tubular apresentam as seguintes vantagens:

- Vasta diversidade de aplicações [3]: podem ser aplicadas em outros sistemas energéticos;
- Elevada resiliência e estabilidade [3]: NC (70%) ≈ 2000 ciclos; NC (50%) = 3500 ciclos; NC (45%) ≈ 5000; [3]
- Eficiência elevada: *OPzS* (90%), e *OPzV* (90-94%); [3]
- Manutenção reduzida: *OPzS* (de cada 0,5 a 3 anos [3]); *OPzV* (livres de manutenção [3]);

Dados operacionais e de descarga-carga;

- *DOD*: acima dos 80%; [3], [8]
- Tempo de vida: 20 anos, a 20 ºC; 15 anos, a 30 ºC; 10 anos, a 40 ºC; [8]
- Tempo de carga: 6 horas, com 1,5× I10 da corrente inicial, 50% de C10/C20 e 2,23 V/célula; [8]
- Autodescarregamento: 3% /mês, a 20 ºC; [8]
- Temperatura de funcionamento: 20-55 ºC; recomendada: 10-30 ºC; [8]

Estas baterias apresentam como principal desvantagem – relativamente às baterias solares –, o seu elevado custo.

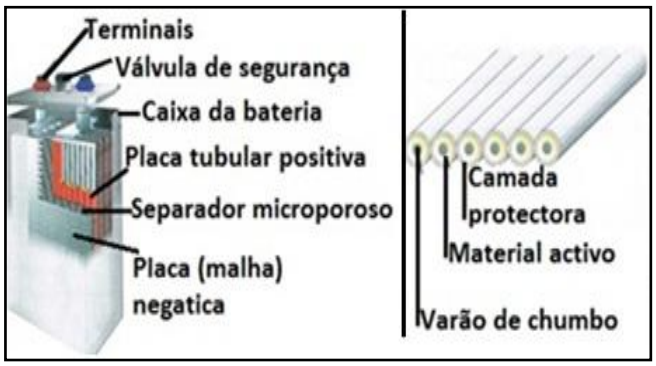

Figura 8.4 Componentes de uma bateria *OPZV*, e secção transversal do eléctrodo positivo. Fonte: Adapt. *Deutsche Exide Standby GmbH*

8.5.3 Bateria estacionária de chumbo-ácido de placa plana

As baterias estacionárias de chumbo-ácido de placa plana ou *OGi* (*Ortsfeste Gitterplatten*)) são uma variedade extensiva das baterias estacionárias de placa tubular. [3] Nessas baterias, o eléctrodo positivo é formado por uma placa plana; enquanto o eléctrodo negativo – tal como nas demais baterias – é formado por uma placa em grelha, como mostra o desenho da figura 8.5 [9]. [3] Ao contrário da placa tubular, em que cada varão de chumbo possui uma camada protectora individual, os varões de chumbo da placa plana possuem uma camada protectora colectiva [3]; o que permite que as placas possam ser fabricadas com maior facilidade e menores custos, relativamente às placas tubulares [3]. As baterias *OGi* apresentam as seguintes vantagens:

- Elevada fiabilidade [3]: podem operar continuamente e durante um período longo sem falhas; [3]
- Elevada resiliência cíclica [3]: NC (75%) = 1300 ciclos; NC (30%) = 4500 ciclos; [3]
- Elevada eficiência: conseguem alcançar no processo de recarga eficiências compreendidas entre 95 e 98% [3];
- Manutenção reduzida: devido às largas quantidades de ácido no seu empacotamento, elas requerem pouca manutenção (de cada 3 a 5 anos [3])

Dados operacionais e de descarga-carga;

- *DOD*: igual a bateria de placa tubular; [8], [10]
- Tempo de vida: aproximadamente 16 anos, a 20 ºC; [10]
- Tempo de carga: 6 horas, com 1,5 × I10 da corrente inicial, 50% de C3, e 2,23 V/célula; [10]
- Autodescarregamento: igual a bateria de placa tubular; [8], [10]
- Temperatura de funcionamento: igual a bateria de placa tubular; [8], [10]

Relativamente às baterias solares, estas baterias apresentam – também – como principal desvantagem, o seu elevado custo; mas ainda assim, chegam a ser menos dispendiosas que as baterias de placa tubular.

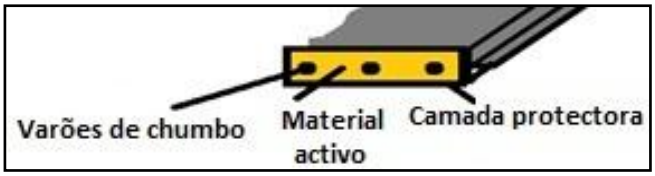

Figura 8.5 Secção transversal da placa plana de uma bateria *OGI*. Fonte: Adapt. *Hemmerle, C.*

8.6 Propriedades eléctricas das baterias

Uma vez que as baterias são fabricadas com o objectivo de produzir e absorver energia eléctrica, o conhecimento das propriedades eléctricas das baterias é fundamental para a sua correcta utilização e manuseamento.

8.6.1 Circuito eléctrico equivalente das baterias

No seu estado estabilizado, a bateria electroquímica pode ser representada pelo circuito eléctrico equivalente da figura 8.6 [(1)], que no seu estado mais simples trabalha como uma fonte de tensão real [(1)] (E_R); ou seja, uma fonte de tensão (E) que possui uma resistência interna (Ri). A tensão em circuito aberto (V_{OC}) ou tensão electroquímica da bateria diminui linearmente com a descarga em Ah (Q_D); e a resistência interna (Ri), aumenta linearmente com a descarga; [(1)] portanto, analiticamente, verifica-se o seguinte:

$$E_R = Ei = E_0 - K1 \times Q_D$$

$$Ri = R_0 + K2 \times Q_D$$

$$E_{REAL} = Ei + Ri \times I. \quad [(1)] \qquad (8.2)$$

Onde: K1 e K2 são duas constantes determinadas pelas curvas de teste de descarga-carga da bateria.

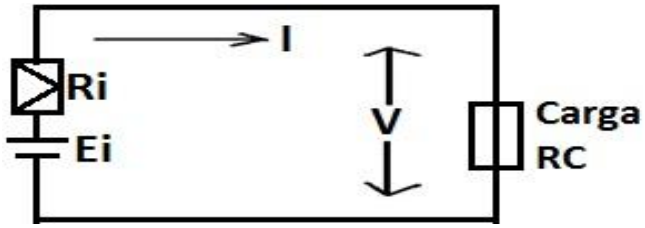

Figura 8.6 Circuito eléctrico equivalente de uma bateria no seu estado estabilizado. Fonte: Adapt. *Patel, Mukund R.*

8.6.2 Especificação (dimensionamento) das baterias

Deve-se especificar as baterias – na projecção dos sistemas FVs – em função dos seguintes dados:

- Dias de autonomia: refere-se ao número máximo de dias que as baterias alimentam as cargas eléctricas – sem serem recarregadas – [(11)]. Devem ser garantidos, no mínimo, os seguintes dias de autonomia:
  - Países frios do hemisfério norte: 4 dias; [(12)]
  - Países temperados do hemisfério norte, dos quais Portugal: 2 a 3 dias; [(12)]
  - Países tropicais, dos quais Angola: 1 a 2 dias. [(12)]
- Capacidade da bateria: é geralmente representada por um índice, que indica o número de horas de descarga da bateria, ou seja, a intensidade com que a bateria pode ser descarregada [(11)]. Ex.: C_{20} = 200 Ah, indica que se a bateria for descarregada continuamente durante um período de 20 horas, poderá fornecer 200 Ah. A capacidade de uma bateria (energia disponível) deverá dobrar a sua reserva, determinada pelo produto entre o consumo energético da rede eléctrica doméstica e os dias de autonomia; a energia disponível para a rede eléctrica doméstica depende da energia disponível e da eficiência do inversor; a energia extraída das baterias depende do consumo energético da rede eléctrica doméstica, e da *DOD*, que é geralmente determinada pela configuração do regulador de carga, ou inversor; a energia absorvida pelas baterias depende da sua eficiência e da quantidade energética da fonte energética, sendo que, para que as baterias possam ser carregadas, a sua queda de tensão deverá ser inferior a queda de tensão da fonte energética; [(12)]
- *DOD* – em percentagem –, e tempo de vida, em ciclos de descarga-carga;
- Rácio de carga e descarga (rácio C/D): é a razão entre as quantidades de electricidade, em Ah, que são introduzidas e extraídas de uma bateria, mantendo constante o seu *SOC* [(11)]. De uma maneira geral, a quantidade de electricidade introduzida é sempre superior a quantidade extraída. [(11)]
- Eficiência energética: a eficiência energética – de um ciclo completo de carga e descarga – de uma bateria, por definição, é o rácio entre a energia de saída e a energia de entrada nos terminais eléctricos da bateria. [(11)] Se uma bateria típica possuir uma capacidade C (Ah), uma tensão de descarga média aV_D, uma tensão de carga média bV_C e um rácio C/D de k (C/D = k); então, verifica-se o seguinte:

- A sua energia de saída, em Wh, durante o processo de descarga completa será: $aV_D \times C$; [11]
- A sua energia de entrada, em Wh, durante o processo de carga completa será: $bV_C \times k \times C$; [11]
- A sua eficiência energética pode ser determinada a partir da seguinte expressão:

$$\eta_{ENERGÉTICA} = (aV_D \times C)/(bV_C \times k \times C) \times 100 \text{ [11]} \qquad (7.3)$$

- Autodescarga e carregamento pontual [11]: é o acto que as baterias têm de descarregarem, mesmo sem terem nenhuma carga eléctrica ligada, ou seja, em circuito aberto [11];
- Efeito da temperatura: os fabricantes geralmente especificam as baterias para uma temperatura de funcionamento de 25 ºC (77 ºF), ou 20 ºC (68 ºF) e, estimam que a capacidade das baterias decresça linearmente com qualquer aumento sobre a temperatura normal de funcionamento, da seguinte maneira:
  - A capacidade e a eficiência diminuem com o aumento de temperatura; [11]
  - A taxa de autodescarga aumenta com o aumento de temperatura; [11]
  - A resistência interna aumenta com o aumento de temperatura; [11]
  - A esperança (ciclo) de vida diminui com o aumento de temperatura. [11]

8.7 Reguladores de carga

Os reguladores ou controladores de carga também são elementos fundamentais dos sistemas FVs independentes; juntamente com as baterias, estão para os sistemas FVs independentes como o inversor está para os sistemas FVs dependentes; ou seja, pode-se dizer que o regulador de carga e as baterias são inerentes aos sistemas FVs independentes.

Os reguladores de carga permitem evitar a ocorrência de sobrecargas nas baterias, resultante do processo de carga a partir da fonte energética (sistema FV, eólico, gerador eléctrico) e protege-las das descargas excessivas, provocadas pelas cargas eléctricas em corrente contínua. Um controlador de carga FV moderno consegue também monitorizar constantemente a tensão das baterias do sistema FV, actuando da seguinte maneira: quando as baterias se encontram completamente carregadas – ou seja, estado de capacidade máxima e eficiência zero –, interrompe ou diminui a quantidade de corrente que flui do gerador FV para as baterias e, quando as baterias encontram-se descarregadas ou num nível

baixo, activa o fluxo de corrente do gerador FV para as baterias e em alguns casos, interrompe a corrente que alimenta as cargas em *DC*. [13] Portanto, os controladores de carga FVs modernos já não possuem apenas uma tarefa fundamental, possuem várias tarefas fundamentais.

8.7.1 Tipos de controladores de carga

Actualmente, estão disponíveis cinco principais tipos de controladores de carga FV: - Controladores paralelos (*shunt*); [13] - Controladores séries de estado único (*single-stage series controllers* [13]); - Controladores de desvio/distracção (*diversion controllers* [13]); - Controladores de pulso com largura modulada (PWM (*Pulse Width Modulation controllers)* [13]); - Controladores de rasteio do ponto de potência máxima (PPM) [13].

8.7.2 Controladores paralelos (*Shunt*)

Estes controladores reduzem continuamente a potência dos geradores FVs, quando as baterias atingem a tensão limite – ou eminência de sobrecarga. [13] A prevenção contra a ocorrência de sobrecargas – nas baterias – é efectuada através de uma ligação em paralelo (*shunting*), ou de um curto-circuito (cc) no gerador FV [13]. O princípio de funcionamento deste controlador pode ser observado através do esquema representado na figura 8.7 [14]: o circuito do controlador monitoriza a tensão das baterias e muda a corrente do gerador FV através de um transístor de energia, caso a carga das baterias atinja um valor de carga completo pré-estabelecido. [13] O transístor actua como uma resistência, e converte a energia indesejável do gerador FV em calor. [13]

Estes controladores possuem ainda na sua estrutura um diodo, que previne a ocorrência do fluxo de corrente inversa – das baterias para o gerador FV – durante o período nocturno. [12] O diodo funciona como uma válvula de um sentido, permitindo o fluxo de corrente do gerador FV para as baterias durante o processo de carga, e bloqueando o fluxo inverso de corrente durante o período nocturno. [12] Os controladores de carga paralelos são económicos, possuem um circuito simples e de fácil projecção; no entanto, devem ser montados ao ar livre, para serem devidamente ventilados, e possuem limitações de capacidade de carga. [13]

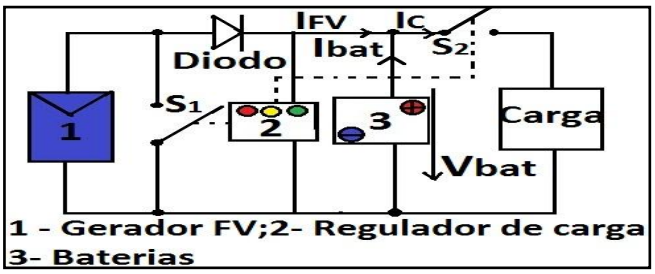

Figura 8.7 Princípio de funcionamento de um regulador de carga paralelo (*shunt*). Fonte: Adapt. *Quaschning, V.*

8.7.3 Controladores série de estado único (controladores série)

Os controladores de carga séries de estado único – ou simplesmente controladores séries (figura 8.8 [14]) – previnem a ocorrência de sobrecarga nas baterias através da desactivação do gerador FV, quando as baterias atingem um valor máximo – pré-estabelecido – que se designa por ponto de encerramento de carga (*CTSP* (*Charge Termination Set Point*). [13] O gerador FV é automaticamente reconectado, assim que baterias atingem um valor mínimo pré-estabelecido, designado por ponto de retoma de carga (*CRSP* (*Charge Resumption Set Point*)). [13] Estes controladores, ao invés de utilizarem um diodo bloqueador para interromper o circuito e evitar a ocorrência da corrente de sentido inverso, utilizam um relé ou transístor [13]. Os controladores séries possuem uma locomoção óptima, resultante das suas pequenas dimensões, e são muito económicos; para além disso, possuem uma maior capacidade de suportar cargas que os controladores paralelo, e não necessitam de muita ventilação [13]; contudo, registam perdas energéticas permanentes no sentido directo e possuem um estado oscilatório, resultante das constantes operações de desactivação e activação nos pontos de *CTSP* e *CRSP* [13].

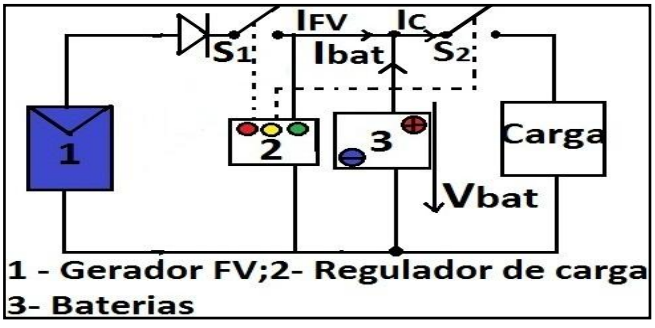

Figura 8.8 Princípio de funcionamento de um regulador de carga série. Fonte: Adapt. *Quascining, V.*

8.7.4 Controladores desviadores

Este tipo de controlador de carga regula automaticamente a corrente de carga em função do *SOC* das baterias, através do desvio da carga excessiva para uma carga resistiva qualquer; neste processo, toda a corrente do gerador FV pode circular quando a bateria encontra-se num estado de baixa carga e, a medida que as baterias aproximam-se da carga completa, o controlador e as cargas resistivas dissipam uma parte da energia do gerador FV para que uma corrente mais reduzida flua para as baterias. [13] Quando as baterias se aproximam do *SOC* completo, a corrente descai até a uma carga pontual. [13] Para além de sem aplicados nos sistemas FVs, estes controladores também podem ser aplicados em sistemas eólicos, micro-hídricos, etc. [13] As necessidades de ventilação e de instalação de um diodo, para poder evitar a ocorrência do fluxo de corrente inversa durante os períodos nocturnos, são – provavelmente – as duas desvantagens mais significativas dos controladores de carga desviadores.

8.7.5 Controlares de carga de pulso com largura modulada (*PWM*)

Estes controladores são os mais comuns para aplicações de sistemas FVs residenciais. [13] Eles afunilam a carga através da desactivação rápida da corrente de carga completa quando as baterias atingem *SOC* completo; [13] neste processo, o comprimento do pulso da corrente de carga diminui gradualmente, a medida que a tensão aumenta; reduzindo – deste modo – a corrente média que flui para as baterias [13]. A maioria dos controladores *PWM* possui um sistema integrado de prevenção contra o fluxo de corrente inversa nos períodos nocturnos [13], o que torna a aplicação de diodos e relés desnecessária.

8.7.6 Controladores de rasteio de ponto de potência máxima (PPM)

Como o próprio nome indica, estes controladores seguem o ponto de potência máxima do gerador FV – ao longo do dia –, com o objectivo de fornecer o máximo possível de energia solar as baterias. Estima-se que as perdas energéticas nos controladores sem rastreio de PPM possam situar-se entre 10 a 40% [13]. O princípio de funcionamento de um controlador de rasteio de PPM (*MPPT* (*Maximum Power Point Tracker*) pode ser observado no esquema da figura 8.9 [14]: o *MPPT* – basicamente – consiste num conversor regulador de corrente contínua (*DC/DC*), que efectua o processo de regulação – aproximadamente por cada cinco minutos – ao longo da curva característica I-V do gerador FV e determina a potência no PPM; [12] posteriormente, o conversor *DC/DC* – que

estatisticamente possui uma eficiência compreendida entre 90 e 96% [12] – é configurado de maneira a obter a potência máxima óptima do gerador FV, e ajustar este valor a tensão das baterias. A aplicação de um *MPPT* só tem sentido – técnico-económico – para sistemas FVs com potências de pico iguais ou superiores a 500 Wp; pois, para sistemas FVs de menor potência, as perdas de conversão registadas no inversor são geralmente superiores aos ganhos que o controlador regista [12]; o que torna-os extremamente dispendiosos – e praticamente inviáveis –, em relação aos demais controladores.

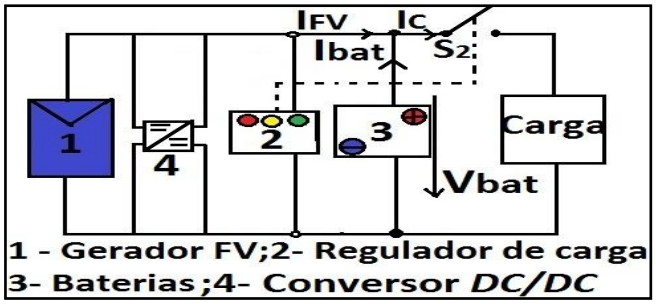

Figura 8.9 princípio de funcionamento de um controlador de carga com seguidor do PPM. Fonte: Adapt. *Haselhuhn, R.*

8.7.7 Controladores de redução de Tensão

Estes controladores são uma variante – mais evoluída – dos *MPPT*, que possuem a capacidade de ligar-se a geradores FVs com tensões superiores as tensões das baterias, como pode observar-se no exemplo da figura 8.12 [13], em que liga-se um gerador FV com uma tensão de 48 V_{DC} a uma bateria de 12 V_{DC}. Esta característica permite dimensiona-los para cabos de menor dimensão – na cablagem que liga o gerador FV ao controlador de carga [13] –, de que resultam menores custos globais para o sistema FV. Para além disso, precisam de um menor número de módulos ligados em série e permitem a expansão do gerador FV, sem no entanto aumentar as dimensões das secções dos condutores e/ou condutas [13].

Figura 8.12 Controlador de carga de redução de tensão. Fonte: Adapt. *Patel, Mukund R.*

8.8 Especificação (dimensionamento) dos controladores de carga

Tal como os restantes elementos dos sistemas FVs, os reguladores também são dimensionados em função do consumo energético, e do gerador FV.

8.8.1 Controlador de carga Convencional

Os controladores convencionais devem ter em conta os seguintes factores:

- Tensão em corrente contínua do sistema (V_{DC}); [13]
- Corrente em curto-circuito do gerador FV ($I_{CC(FV)}$): o controlador deve ter a capacidade de suportar a I_{CC} do gerador FV. Adicionalmente, os projectistas devem multiplicar esta I_{CC} pelo número de módulos FVs ligados em paralelo, e por um factor de segurança de 1,25 [13] – para estimar a $I_{CC(FV)}$ –, que terá o mesmo valor da corrente em curto-circuito do controlador; ou seja: ($I_{CC(FV)} = I_{CC(MÓDULOS)} \times$ nº de módulos associados em paralelo $\times$ 1,25 = $I_{CC\ (RC)}$; [13]
- Corrente máxima de cargas eléctricas em *DC*; [13]

8.8.2 Controlador *MPPT*

Estes controladores são dimensionados, segundo os seguintes critérios:

- Tensão máxima do gerador FV (tensão máxima de entrada): o controlador deve apresentar – em rótulo – o valor da tensão máxima – proveniente do gerador FV – que pode suportar. O valor máximo rotulado não deve ser excedido, e é determinado através da multiplicação da tensão em circuito aberto dos módulos ($V_{OC(MÓDULOS)}$) pelo número de módulos em série, e por um factor de temperatura listado na *NEC* 2005, tabela 690,7, artigo 690,7; [13]
- Corrente máxima de saída: o controlador deve ter a capacidade de suportar a tensão máxima de funcionamento das baterias.

Referências bibliográficas

1. Patel, Mukund R. – *Wind and Solar Power Systems, Design, Analysis and Operation*, 2ª Edição, New York, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2006, págs. 185-191 ;

2. Patel, Mukund R. – *Wind and Solar Power Systems, Design, Analysis and Operation*, 2ª Edição, New York, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2006, pág. 200, tabelas 10.4, 10.5;
3. Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, págs. 298-308 ;
4. Solar Energy International (SEI) – *Photovoltaics, Design and Installation Manual*, Gabriola Island, New Society Publishers (NSP), 2009, págs. 60-71;
5. Varta Apud Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, pág. 300, figura 8.6;
6. Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, pág. 300, figura 8.4;
7. Deutsche Exide Standby GmgH Apud Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, págs. 301,302, figuras 8.7-8.9;
8. http://www.everexceed.com/page/opzs.htm, página consultada a 22.06.2010;
9. Hemmerle, C. Apud Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, pág .303, figura 8.10;
10. http://www.baebatteriesusa.com/products/docs/BAE-G%20OGi%20Block-Original%20Design.pdf, página consultada em 22.06.2010;
11. Patel, Mukund R. – *Wind and Solar Power Systems, Design, Analysis and Operation*, 2ª Edição, New York, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2006, págs. 192-200;
12. Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, págs. 311-326 ;
13. Solar Energy International (SEI) – *Photovoltaics, Design and Installation Manual*, Gabriola Island, New Society Publishers (NSP), 2009, págs. 74-79 ;
14. Quaschning, V.; Haselhun, R. Apud Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German

Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, pág. 312, figuras 8.18-8.20 ;

Capítulo 9

Inversores

9. Inversores

Os inversores são componentes fundamentais de qualquer sistema FV que não se destina a alimentar apenas circuitos em corrente contínua. São dispositivos de funcionamento eléctro-electrónico, que convertem a corrente contínua (*DC*) de um circuito eléctrico – de um dispositivo eléctrico – para corrente alternada (CA). Uma vez que os geradores FVs apenas produzem electricidade em *DC*, a instalação de um inversor na grande maioria dos sistemas FVs é indispensável, pois como é sabido, " (…) *a corrente alternada (CA) e a corrente contínua (DC), são por natureza, simplesmente incompatíveis*"[7].

9.1 Características gerais dos inversores

Os inversores modernos devem possuir as seguintes características – básicas: - Alto nível de eficiência: $\eta_{INV} \geq 90\%$; (1); - Poucas perdas energéticas no modo de descanso (*stand by*); (1) - Regulador automático de frequência (50 Hz (EU)/60 Hz (EUA)); (1) - Regulador de distorção harmónica: para suavizar picos de saída indesejáveis, de forma a minimizar possíveis danos nos equipamentos, resultantes dos efeitos de aquecimento; (1) - Fiabilidade (1): deverão requerer o mínimo de manutenção; - Factor de correcção de potência (1): deverão manter um bom equilíbrio entre a fonte de energia e as cargas eléctricas; - Interruptor de transferência de carga (1): deverão ter a capacidade de direccionar a corrente eléctrica para as cargas críticas; (1) - Capacidade para operar em paralelo e/ou série; (1) - Leveza: facilita a sua montagem e manutenção em qualquer local.

9.2 Tipos de inversores

Os inversores podem ser classificados da seguinte maneira:

- De acordo ao sistema FV a que se destinam: - Inversores ligados à rede eléctrica normal (dependentes); - Inversores ligados à rede eléctrica e com baterias; - Inversores independentes. (1)
- De acordo ao tipo (forma) de onda que produzem: - Inversores de onda quadrada; - Inversores de onda quadrada modificada; - Inversores de onda sinusoidal. (1)

[7] " (…) *alternating current and direct current are, by nature, fundamentally incompatible*"[1] (*SEI*, 2009)

9.3 Inversores quanto à forma de onda

Cada forma de onda identifica e projecta o inversor para uma aplicação específica; ou seja, pode-se perfeitamente identificar o inversor a utilizar em determinado sistema FV através da sua onda produzida.

9.3.1 Inversores de onda quadrada

Os inversores de onda quadrada transformam a corrente contínua de entrada (I_{EDC}) para uma corrente alternada de saída (I_{SCA}), com uma função passo [(1)] (figura 9.1 [(2)]). Estes inversores são muito económicos e disponíveis no mercado; no entanto, possuem um controlo muito fraco da tensão de saída, uma capacidade muito limitada contra sobretensão e uma distorção harmónica elevada, podendo inclusive queimar os motores dos equipamentos dos sistemas em que se encontram conectados. Portanto, a utilização destes inversores é adequada para pequenas cargas resistivas e pequenos aparelhos.

9.3.2 Inversores de onda quadrada modificada

Estes inversores utilizam os transístores de efeito de campo (*FET*) ou rectificadores controlados de silício (*SCR*) para inverterem a corrente contínua (I_{DC}) em corrente alternada (I_{CA}) [(1)], e conseguem suportar surtos de sobretensão e produzir uma tensão de saída (V_{CA}), com muito menos distorção harmónica que os controladores de onda quadrada [(1)]; o que lhes permite operar eficientemente em sistemas que alimentam motores eléctricos, todos tipos de luzes, e alguns equipamentos electrónicos simples como televisores e aparelhos de som; contudo, podem não operar eficientemente em aparelhos electrónicos complexos.

9.3.3 Inversores de ondas sinusoidais

Os inversores de ondas sinusoidais operam segundo o funcionamento da modulação de largura (espaçamento) de pulso, que é uma característica distinta das ondas sinusoidais. Estes inversores apresentam como principais desvantagens – relativamente aos inversores de onda quadrada modificada –, o seu elevado preço e os seus circuitos complexos, pois de uma maneira geral apresentam mais vantagens: - Produzem uma tensão de saída com pouca distorção harmónica [(1)]: permite-lhes operar eficientemente, mesmo com aparelhos electrónicos sensíveis; - Possuem uma capacidade elevada para suportar sobretensões: conseguem fazer arrancar motores eléctricos de variadas formas e feitios; [(1)] - Capacidade

de ajustar-se facilmente a tensões elevadas de corrente alternada [1]: esta propriedade faz deles não só aplicáveis, como feitos à medida dos sistemas FVs dependentes.

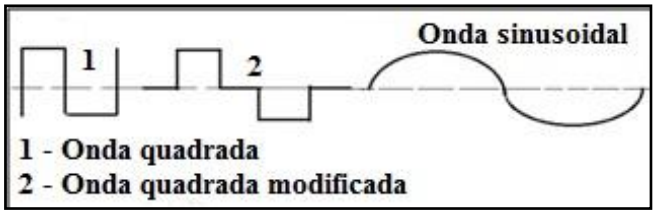

Figura 9.1 Formas de onda produzidas pelos diversos inversores. Fonte: Adapt. *Patel, -Mukund R.*

9.3.4 Inversores de ondas sinusoidais modificadas

Os inversores de onda sinusoidal cobrem as necessidades da maioria dos aparelhos electrónicos disponíveis actualmente no mercado, no entanto, com as evoluções constantes que a indústria electrónica tem registado nos últimos tempos, já aparecem no mercado alguns aparelhos electrónicos de maior complexidade e sensibilidade, nos quais os inversores de onda sinusoidal não operam eficientemente [4]. Para solucionarem este problema, muitos fabricantes têm introduzido – paulatinamente – no mercado os inversores de onda sinusoidal modificada. [4]

9.4 Inversores dependentes

Estes inversores ligam-se à rede eléctrica pública. Um inversor dependente – moderno – deverá possuir as seguintes características: - Rastreio do ponto de potência máxima (PPM); - Disjuntores CA/*DC*, para proteger os inversores e os restantes elementos do sistema FV contra sobrecargas de corrente e sobretensões; - Invólucro a prova de água [1]. O princípio de funcionamento dos inversores dependentes – modernos – pode ser observado e compreendido através do esquema da figura 9.2 [6]: o gerador FV produz corrente eléctrica em *DC*, cuja curva da tensão é linear; seguidamente, esta corrente entra para o inversor e é transformada em CA, cuja curva da tensão é sinusoidal. Os inversores dependentes são projectados para fornecer o máximo de potência eléctrica possível à rede eléctrica pública e, para garantir que isto aconteça, devem operar sempre no ponto de potência máxima do gerador FV.

Os inversores dependentes subdividem-se em inversores controlados ou comutados pela rede eléctrica, e inversores autocontrolados ou autocomutados. [5]

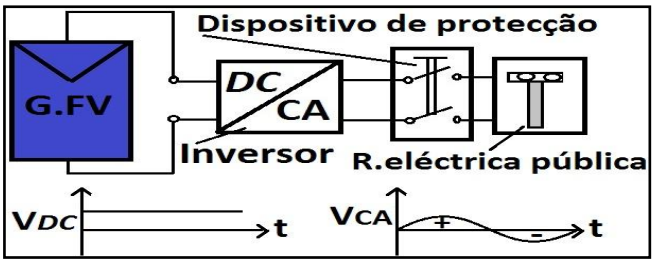

Figura 9.2 Princípio de funcionamento de um inversor dependente.
Fonte: Adapt. *Haselhuhn, R.*

9.4.1 Inversores dependentes controlados pela rede eléctrica

O princípio básico de funcionamento de um inversor controlado pela rede eléctrica é um circuito eléctrico ou ponte com tiristores. (5) Este tipo de inversor tem larga – e particular – utilização em sistemas FVs de média-larga e larga escala. (5) Para além da tecnologia dos tiristores, estes inversores também podem funcionar segundo o princípio de funcionamento do transístor bipolar de porta isolada (*IGBT*) (5).

9.4.2 Inversores dependentes autocontrolados

Os inversores dependentes autocontrolados – ou autocomutados – têm um controlo ou comutação independente; ou seja, não são controlados pela rede eléctrica pública. Neste tipo de inversor, é aplicado um elemento semicondutor de activação e desactivação no circuito base e, dependendo do nível de tensão, utilizam-se os seguintes elementos semicondutores: transístor de efeito de campo de semicondutor de óxido metálico (*MOSFET*); transístores bipolares; tiristores de porta de desactivação (*GTOs*); e *IGBT* de frequência elevada, superior a 1 kHz. (5)

Nestes inversores, como resultado das bruscas mudanças de activação e desactivação a frequências muito elevadas, compreendidas entre 10 a 100 kHz, são formados pulsos de duração e espaçamento semelhantes às ondas sinusoidal; (5) e, por esta razão, possuem poucos componentes harmónicos de baixa frequência na potência de entrada e, como resultado, a sua potência reactiva é baixa e consideravelmente inferior a dos inversores comutados pela rede eléctrica (5). Contudo, tais mudanças podem provocar a ocorrência de incompatibilidade electromagnética.

Os inversores dependentes autocomutados podem ser de baixa frequência ($f \leq 10$ kHz), ou de alta frequência ($10 \text{ kHz} \leq f \leq 50$ kHz). (5)

Inversores sem transformadores

Para sistemas FVs de potência muito baixa, é mais adequada – tecnicamente – a utilização de inversores sem transformador. A eliminação do transformador num inversor permite reduzir consideravelmente as suas perdas de eficiência [5].

9.5 Formas (conceitos) de instalação dos inversores

Os inversores podem ser montados individualmente ou combinados com outros inversores, para tentar formar um sistema FV mais eficiente e/ou económico.

9.5.1 Conceito de inversor central

A maior parte dos sistemas FVs de pequena escala – senão todos – são projectados segundo este conceito. Neste conceito, o gerador FV liga-se a um único inversor e numa única ligação. O conceito de inversor central pode ser utilizado tanto para sistemas FVs de baixa tensão (figuras 9.3 [6]), como para sistemas de alta tensão [7]. São considerados sistemas FVs de baixa tensão, os sistemas FVs que possuem uma tensão em corrente contínua até 120 V [7] ($V_{FV} \leq 120\ V_{DC}$), e que são caracterizados pelas séries (*strings*) modulares de pequenas dimensões, formadas por três a cinco módulos. [7] O facto de estas séries serem de dimensão reduzida, permite ao sistema FV não estar sujeito aos efeitos de sombreamento longo, o que faz com que o sistema não tenha muitas perdas energéticas; contudo, originam correntes muito elevadas, que têm como consequência, o aumento da secção dos condutores e o encarecimento do sistema FV [7]. No caso dos sistemas FVs de alta tensão ($V_{FV} > 120\ V_{DC}$), não ocorre uma corrente muito elevada e, consequentemente, a secção dos condutores é menor; no entanto, estão sujeitos ao sombreamento longo, que pode ser minimizado com a montagem horizontal dos módulos.

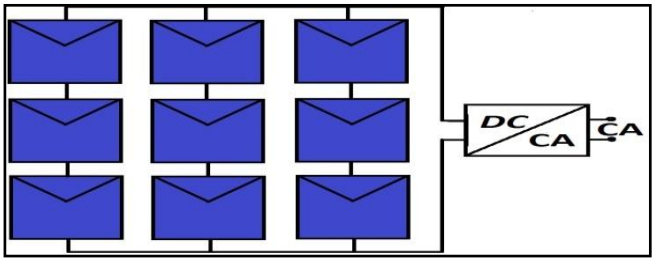

Figura 9.3 Conceito de inversor central para baixas tensões. Fonte: Adapt. *Solarpraxis*

9.5.2 Conceito de inversor série (s*tring*) e submatriz

Para o caso de sistemas FVs de média escala ($2 \leq P_{FV} < 5$ kW [7]), recomenda-se outros tipos de montagem de inversores, que não os centrais. Para melhor aproveitamento e garantia que o sistema não entre em colapso, em caso de reduções bruscas da intensidade de radiação solar, os inversores são geralmente montados individualmente em grupos de séries modulares (figura 9.4 [7]), através do chamado inversor série; ou em conjuntos de submatrizes FVs, através do conceito submatriz. Actualmente, estão disponíveis no mercado inversores série com potências compreendidas entre 500 a 3000 W [7].

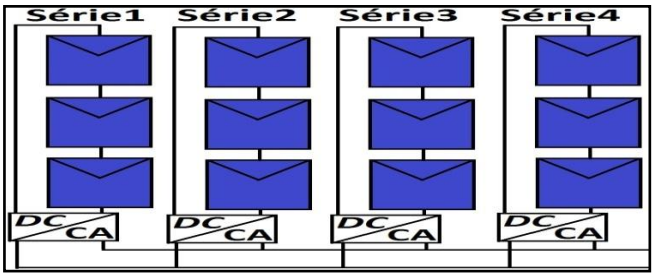

Figura 9.4 Conceito de inversor série (*string*). Fonte: Adapt. *Solarpraxis*

9.5.3 Conceito de inversor mestre-escravo

Em sistemas FVs de média-larga e larga escala ($P_{FV} \geq 5$ kW [7]), geralmente utiliza-se o conceito de inversor mestre-escravo (*master-slave*) (figura 9.5 [7]), que é uma forma modificada do conceito de inversor central, em que, ao invés de um, são utilizados dois ou mais inversores centrais: um dos inversores funciona como inversor principal ou mestre, e os restantes como secundários ou escravos; porém, no dimensionamento do sistema FV, a potência total relativa ao inversor deverá ser dividida pelo número total de inversores [7]. O inversor mestre é projectado para funcionar em condições de baixa radiação solar, mas quando a intensidade de radiação solar aumenta, atinge a sua capacidade máxima e acciona um dos inversores escravos. [7] O inversor mestre e os inversores escravos efectuam normalmente um processo de rotação cíclica, com o objectivo de carregar os inversores equitativamente [7]. Este conceito possui uma durabilidade elevada e boa eficiência energética, contudo, um custo muito elevado.

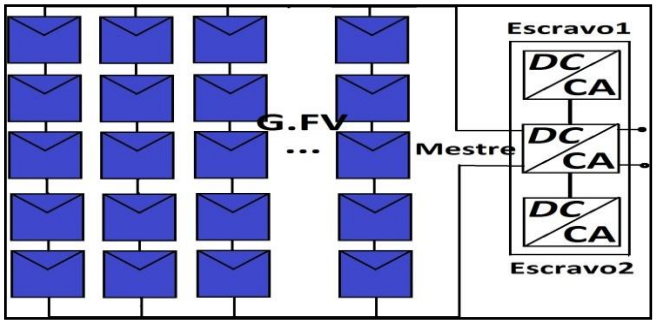

Figura 9.5 Conceito de inversor mestre-escravo. Fonte: Adapt. *Solarpraxis*

Para além do conceito mestre-escravo, os técnicos de sistemas FVs utilizam também – frequentemente – o conceito de inversor modular; que consiste na instalação de inversores individuais para cada módulo solar, formando assim um único componente (módulo + inversor), que ajusta-se individualmente ao PPM do gerador FV e aumenta a eficiência do sistema FV. Os inversores modulares são de fácil instalação e perfeitamente ajustáveis aos módulos FVs, porém menos eficientes que os inversores série; além disso, possuem um custo muito mais elevado que os demais inversores [(7)].

9.6 Inversores independentes

Os inversores independentes são instalados em sistemas FVs independentes. Eles devem possuir as seguintes características – básicas: - Elevada capacidade de surto de corrente: devem possuir a capacidade de produzir correntes suficientemente altas para arrancar motores eléctricos e/ou suportar várias cargas em simultâneo; [(1)] - Protecção contra sobretensões; - Baixo conteúdo harmónico; - Sinalização automática ou encerramento automático em caso de nível de bateria baixo [(1)]; - Selagem apropriada [(1)]; - Capacidade de carregamento das baterias; - Arranque e paragem automática da fonte energética adicional [(1)]: permite-lhes serem programados para arrancar e encerrar o gerador FV automaticamente, sempre que o nível de carga das baterias estiver baixo, ou muito alto, respectivamente.

9.7 Inversores dependentes com baterias

Estes inversores são mais complexos que os inversores independentes e dependentes simples, pois executam funções correspondentes aos dois, quase em simultâneo; isto é: fornecem o excedente de energia à rede eléctrica; fornecem energia as

cargas de reserva (cargas críticas) durante falhas eléctricas; e, ainda, carregam as baterias do sistema durante as falhas eléctricas.

9.8 Dimensionamento (especificação)

Na projecção de um sistema FV, o inversor é dimensionado em função da capacidade total (potência total) do gerador FV e, normalmente, para uma potência maior que a do gerador FV. A potência de saída em CA (P_{INVCA}) do inversor é determinada através do produto entre a sua potência nominal – *DC* nas CTP ($P_{INV\mathit{DC}}$) – e a sua eficiência (η_{INV}). [(1)] A tensão de entrada do inversor ($V_{INV\mathit{DC}}$), depende da tensão produzida pelo gerador FV, ou seja, o inversor apenas funcionará enquanto o gerador FV fornecer-lhe a tensão correspondente; portanto, o gerador FV deverá sempre produzir uma tensão – em *DC* – superior a tensão nominal – em *DC* – do inversor. A tensão de saída do inversor – em CA – será função da rede eléctrica da região a que o sistema FV estará ligado (220/240 V_{CA} (EU) 110/120 V_{CA} (EUA) [(1)].

9.8.1 Inversores independentes

No dimensionamento de um inversor independente deve ser dada particular atenção aos seguintes pontos: - Potência de saída (W_{CA}): indica qual a capacidade energética máxima (potência) que o inversor pode fornecer ao sistema durante uma operação normal. [(1)] Este valor refere-se a potência do sistema, supondo que todas as cargas eléctricas funcionam em simultâneo; - Tensão de entrada (V_{DC}): refere-se a tensão nominal proveniente das baterias (12 V, 24 V ou, 48 V); - Tensão de saída (V_{CA}): especifica a tensão que o inversor pode fornecer ao sistema; - Frequência (Hz): especifica a frequência a que o inversor deve operar: 50 Hz (UE)/60 Hz (EUA)); - Tipo (forma) de onda;

9.8.2 Inversores dependentes com baterias

Na especificação destes inversores, devem-se verificar os seguintes pontos: - Potência de saída (W_{CA}): devem ser calculados dois valores para a potência de saída: um valor através do produto entre potência nominal em corrente contínua (P_{DC}) nas CTP e a eficiência do inversor, e outro valor referente a potência necessária para alimentar as cargas críticas [(1)]; - Tensão de entrada (V_{DC}); - Tensão de saída (V_{CA}); - Frequência (Hz); - Tipo de onda.

Referências bibliográficas

1. Solar Energy International (SEI) – *Photovoltaics, Design and Installation Manual*, Gabriola Island, New Society Publishers (NSP), 2009, págs. 84-89;
2. Solar Energy International (SEI) – *Photovoltaics, Design and Installation Manual*, Gabriola Island, New Society Publishers (NSP), 2009, pág. 86, figura8.2;
3. Solar Energy International (SEI) – *Photovoltaics, Design and Installation Manual*, Gabriola Island, New Society Publishers (NSP), 2009, pág. 85, figura 8.1;
4. Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, págs. 310-316;
5. Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, págs. 103-119;
6. Haselhuhn, R. Apud Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, pág.104, figuras 2.91, 2.92, ;
7. Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, págs. 153-158;

Capítulo 10

Sistemas energéticos eólicos

10. Sistemas energéticos eólicos

Chamam-se sistemas eólicos, os sistemas energéticos que aproveitam a energia proveniente dos ventos para a produção de energia. Como foi possível ver em capítulos anteriores desta dissertação, os sistemas energéticos eólicos destinam-se essencialmente a produção de energia eléctrica.

10.1 Vantagens e desvantagens dos sistemas eólicos

A energia eólica é das energias renováveis, a que possui o maior potencial de crescimento para uma estimativa de curto e médio prazo, especialmente para os sistemas energéticos de média-larga e larga escala, ainda que possua um potencial técnico inferior ao das energias, solar e geotérmica. A disponibilidade mundial da sua fonte energética é outra vantagem – óbvia – dos sistemas eólicos; pois, quando o vento está disponível, pode ser explorado por qualquer pessoa, uma vez que não é propriedade privada de ninguém; ou seja, em termos económicos, é um bem livre e, como tal, está disponível para ser utilizado e explorado por toda e qualquer pessoa – em qualquer momento. [(1)] Contudo, os sistemas eólicos também apresentam desvantagens. São considerados como desvantagens dos sistemas eólicos, os seguintes factores:

- A variabilidade do vento [(2)];
- Influência na mortalidade das aves [(2)]: este factor dever ser tido em conta nos sistemas eólicos de média, média-grande e grande escala; pois, são constituídos por turbinas eólicas de grande porte, que podem atingir – com fatalidade – as aves durante o seu processo migratório. É um factor com pouca relevância nas microturbinas;
- Interferência com as comunicações [(2)]: tal como o factor anterior ocorre maioritariamente nas turbinas de grande porte;
- Estética e perturbação sonora [(2)]: ao contrário dos dois factores anteriores, são mais afectados pelas microturbinas;
- Lançamento de gelo [(2)]: ocorre frequentemente em sistemas eólicos instalados em regiões frias e com frequentes quedas de neve, devido ao seguinte: em virtude das pás das turbinas estarem sujeitas à acção do vento durante os períodos de neve, a acumulação de camadas de gelo nas suas pás é inevitável e, quando o sol nasce e a temperatura sobe, as pás têm a tendência de lançar as partículas de gelo durante o

seu movimento de rotação; tal lançamento pode representar perigo de lesão para pessoas e/ou animais, ou danos em objectos que se encontram nas proximidades.

10.2 Produção de energia eólica e campos energéticos eólicos

A quantidade de energia produzida pelos sistemas eólicos depende – em primeira instância – dos campos energéticos eólicos disponíveis; que referem-se a quantidade – média – máxima de velocidade ou disponibilidade ventosa que uma determinada região possui.

10.2.1 Produção eólica

A energia de um sistema eólico depende da quantidade de energia produzida pela turbina do sistema, que é determinada a partir da expressão:

$$P_{TURBINA} = P_{ROTOR} = P_E = ½ \times \rho \times A \times v^3 \text{ (W)} \qquad (10.1)$$

Onde: ρ – Massa volúmica do ar atmosférico – em kg/m^3; A – Área varrida pelas pás do rotor – em m^2; v – Velocidade do vento – em m/s.

10.2.2 Potência eólica real

A expressão 10.1 representa – na verdade – a quantidade de energia produzida a partir dos ventos a montante (*upstream*) – ou na entrada da turbina eólica; [3] ou seja, $P_{AR\ (MONTANTE)} = P_E = ½ \times \rho \times A \times v^3$ (W). A potência eólica real – e efectiva – da turbina eólica é fornecida pelo cálculo global – ou soma algébrica – das potências dos ventos de entrada e dos ventos de saída – ou ventos a jusante (*downstream*) – das turbinas [3]. Portanto:

$$P_E = ½ \times \rho \times A \times (v - v_0)^3 \text{ (W)} \ [3] \qquad (10.2)$$

Onde, v_0 representa a velocidade dos ventos a jusante da turbina; porém, caso a intensidade dos ventos do ar a jusante da turbina seja muito inferior a intensidade dos ventos a montante, como geralmente acontece, o seu efeito pode ser ignorado [3]; então, neste caso, a expressão 10.2 pode ser representada conforme a expressão 10.1.

Energia eólica específica

A energia eólica específica (Ee) exprime a quantidade de energia que teoricamente pode ser produzida num determinado local [3] – onde se pretende instalar um sistema eólico. Por definição, ela é expressa em watts por metro quadrado – de área do rotor da turbina a instalar –, a partir da seguinte relação:

$$Ee = ½ \times \rho \times v \ (W/m^2) \ [3] \qquad (10.3)$$

Coeficiente de potência do rotor

O coeficiente de potência do rotor (C_P) é um número adimensional, que representa a fracção da potência que é extraída pelas pás do rotor e é efectivamente transferida ao gerador eléctrico da turbina [3]. Por definição, o Cp é obtido – analiticamente – segundo a relação:

$$C_P = ½ \ (1 + v_0/v) \times [1 - (v_0/v)^2] \ [3] \qquad (10.4)$$

Estima-se – por simulação gráfica entre o rácio entre a velocidade de entrada e de saída (v_0/v), e a eficiência dos rotores – que o Cp apresenta um valor máximo de 0,59; no entanto, na prática, o Cp varia entre 0,4 e 0,5 para turbinas de três pás, e entre 0,2 e 0,4, para turbinas de duas pás [3]; portanto, a expressão 10.1 pode ser representada nas seguintes formas:

$$P_{ROTOR(MÁX)} = ½ \ \rho \times A \times v^3 \times 0,59 = \rho \times A \times v^3 \times 0,295 \ (W)$$

$$P_{ROTOR(3PÁS)} = \ (0,4+0,5)/2 \times ½ \ \rho \times A \times v^3 = 0,225 \times \rho \times A \times v^3 \ (W)$$

$$P_{ROTOR(2PÁS)} = (0,2+0,4)/2 \times ½ \ \rho \times A \times v^3 = 0,15 \times \rho \times A \times v^3 \ (W). \qquad (10.5)$$

Olhando para as equações acima representadas, facilmente conclui-se que o parâmetro mais importante na energia produzida pela turbina eólica é a velocidade do vento, uma vez que está elevada ao cubo, ou seja, afectada ao triplo a potência da turbina. Portanto, O conhecimento da disponibilidade e comportamento dos ventos de uma determinada região é fundamental para o sucesso do funcionamento do sistema eólico que se queira instalar nesta região.

10.3 O vento

O vento pode ser definido como o movimento de ar atmosférico em torno da superfície terrestre [4]. Todos tipos de ventos terrestres resultam da diferença de pressão entre duas superfícies adjacentes, que é causada pela diferença de calor entre elas [4] e, para que haja diferença de calor entre as mesmas, o sol tem de atingir uma delas com maior intensidade.

10.3.1 Tipos de vento

Cada tipo de vento adquire características específicas em função do local onde é produzido. Quanto ao local de produção, os ventos podem classificar-se nos seguintes dois grandes grupos [4]: 1 - Ventos localizados [4]: - Ventos costeiros (*on shore*); - Ventos fora da costa (*off shore*); - Ventos dos vales; - Ventos montanhosos; [4] 2- Vento de larga escala: - Ventos predominantes; - Ventos irregulares. [4]

a) Ventos localizados

Dos ventos localizados, os ventos costeiros (*on shore*) e fora da costa (*off shore*) apresentam-se como sendo os mais importantes [4]. Eles formam-se dentro e fora do perímetro da costa dos oceanos e dos grandes lagos [4] e, uma vez que as superfícies desses possuem baixo coeficiente de atrito superficial, como pode-se observar na tabela 10.1 [3], são – geralmente – mais poderosos e consistentes que os ventos continentais. A geração destes ventos pode ser visualizada e compreendida através do esquema idealizado apresentado na figura 10.1 [5], que pode ser descrita simplificadamente da seguinte maneira: a medida que o sol nasce, regista-se um aumento significativo da energia solar que atinge a superfície terrestre [4]. Este aquecimento é sentido directamente nas massas de terra e de água (oceanos e grandes lagos) [4]; no entanto, a energia solar recebida ao nível do mar – pelos oceanos e/ou grandes lagos – é rapidamente dispersada e, como consequência, o ar que se encontra junto da massa de terra aquece mais rapidamente que o ar da massa de água; como resultado, o ar que se encontra junto à massa de terra expande-se e torna-se menos denso, o que provoca a sua subida ou elevação para atmosfera, e a formação de correntes de ar quente ascendente – ou *thermal* [6]. [4] Várias horas após o *thermal* ocorrer, o gradiente de pressão aumenta significativamente e permite forçar o

movimento do ar frio do oceano para preencher o vazio deixado pelo ar quente evaporado da massa de terra. Este fluxo de ar frio para o ar quente cria os ventos *on shore*.

Durante o período nocturno, o fluxo de ar ocorre no sentido inverso, ou seja, da massa de terra para a massa de água; resultante do processo de arrefecimento que as duas massas iniciam após o pôr-do-sol [(4)], provocado pela diminuição sucessiva da intensidade da energia solar. Neste processo, a massa de terra cede calor mais rapidamente que a massa de água, e a sua superfície arrefece mais rapidamente; o que provoca a expansão e subida do ar junto à massa de água para a atmosfera [(4)]; que, a medida que eleva-se, cria uma espécie de "fenda" na superfície do oceano, que é imediatamente preenchida pelo ar proveniente da massa de terra. [(4)] Este fluxo de ar forma os chamados ventos *off shore*.

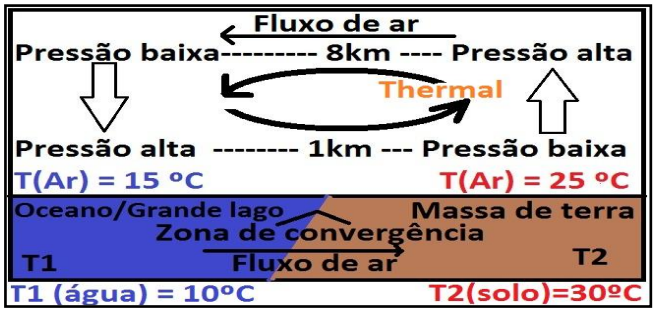

Figura 10.1 Formação dos ventos costeiros. Fonte: Adapt. *Weather*, *Vaughan.*

b) Ventos de correntes de larga escala

Os ventos de correntes de larga escala ocorrem em quase todas regiões do globo; por esta razão, são vulgarmente conhecidos como ventos predominantes ou *prevailing winds* [(8)]. Estes ventos são resultantes das circulações globais de ar anuais na superfície terrestre (circulação atmosférica), devido à acção do efeito do movimento de rotação da terra ou efeito *Coriolis* [(4)], e o seu processo de formação, acção e movimento divide – de forma idealizada – a terra em três diferentes zonas climáticas ou zonas térmicas:

- Zonas intertropicais [(4)] ou tropicais: referem-se as regiões que estão situadas entre os dois trópicos: trópico de capricórnio e trópico de câncer; e estendem-se a 30° N/S de latitude, a partir do equador. Anualmente, recebem uma quantidade de luz solar consideravelmente superior às demais zonas térmicas;

- Zonas temperadas [4]: estão localizadas entre os trópicos e os círculos polares; entre os 30 e 60º N/S de latitude. Estas zonas são consideravelmente mais frias que as zonas trópicas, pois recebem – anualmente – menores quantidades de energia solar;
- Zonas polares [4]: são as regiões térmicas que menor quantidade de energia solar recebem anualmente [4]; ou seja, são as zonas mais frias da superfície terrestre.

Então, a circulação atmosférica realiza-se com a movimentação do ar quente – e menos denso – do equador para as zonas polares; e do ar frio – mais denso – das zonas polares para o equador, para preencherem o vazio deixado pelo ar quente deslocado [4]; no entanto, o efeito *Coriolis* provoca a "deflexão" dos objectos que circulam ao longo da superfície da terra, que tem como consequência o desvio ou alteração completa do curso – ou trajectória – normal dos objectos ao longo da superfície terrestre. Portanto, as formações e movimentações dos ventos de larga escala são – na prática – muito mais confusas e complexas que o modelo idealizado das zonas térmicas descrito acima; todavia, as zonas de ocorrência dos ventos não diferem muito das zonas do modelo idealizado [4].

10.3.2 Pontos (regiões) de disponibilidade de ventos

Com base nos dados do ponto anterior, pode-se concluir que as zonas tropicais da superfície terrestre representam as regiões com menor disponibilidade ventosa global; e as zonas polares, as regiões com maior disponibilidade ventosa.

10.3.3 Ventos prejudiciais aos sistemas eólicos (ventos irregulares)

Os dois principais tipos de ventos irregulares são: - Ventos das tempestades[4]; - Ventos das turbulências.[4]

Ventos das tempestades

Os ventos das tempestades são de elevadíssima intensidade e possuem um tempo de duração muito curto e indeterminado [4]; o que torna-os prejudiciais ao funcionamento normal das turbinas eólicas. Portanto, não é recomendável a projecção dos sistemas eólicos com base no aproveitamento do campo eólico dos ventos das tempestades; porém, os sistemas eólicos devem ser projectados, prevendo-se a ocorrência destes ventos.

Ventos das turbulências

As turbulências resultam do movimento do ar atmoférico através de superfícies rígidas [4], isto é, superfícies que têm uma forma completamente definida e inalterável [9]. De uma forma geral, os corpos ou objectos sólidos comuns como árvores, edifícios, veiculos automóveis – etc. – possuem uma forma definida, ou seja, são corpos rígidos; [9] como tal, actuam como obstáculos ao movimento dos ventos, podendo alterar o seu curso normal; o que faz com que os ventos efectuem movimentos compledamente bruscos e desordenados, como pode-se observar no segundo perfil dos ventos da figura 10.2 [10]. Esta movimentação brusca e desorganizada do fluxo dos ventos é designada – vulgarmente – por turbulência [4]. Na projecção dos sistemas eólicos, devem-se evitar – sempre que possível – os ventos turbulentos, pois eles apresentam as seguintes desvantagens aos sistemas eólicos:

- Provocam grandes danos nas turbinas eólicas: no caso das microturbinas ultraleves, que geralmente são instaladas em torres ou mastros de dimensões reduzidas, elas podem ser – literalmente – distruídas pelas turbuências [4];
- Diminuem consideravelmente o campo energético dos geradores eólicos; [4]
- Provocam vibrações mecânicas indesajáveis e o aparecimento de cargas desiguais nas pás das turbinas[4], que têm como consequência o enfraquecimento das turbinas;
- Provocam um desgaste intenso nas turbinas, e diminuem de maneira constante e progressiva a resistência destas [4]. O desgaste das turbinas provoca uma redução brutal no seu tempo de vida; de tal forma que turbinas projectadas para funcionarem – efectiva e eficientemente – durante um período de 10 a 20 anos, apenas conseguem funcionar durante um período de 2 anos [4]; e no caso das microturbinas ultraleves, um tempo de duração de 20 anos pode ser reduzido – de maneira drástica – para um ano, ou em alguns casos extremos, para 6 meses [4].

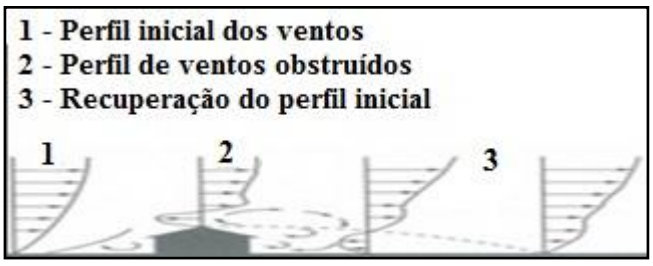

Figura 10.2 Perfil dos ventos em zonas abertas, e em zonas obstruídas. Fonte: Adapt. *Anil Rao*

10.3.4 Força de arrasto como factor de afectação das turbulências

A resistência que os obstáculos oferecem ao movimento dos ventos denomina-se força de arrasto [(11)]. Esta força é o principal factor de afectação dos ventos das turbulências [(4)]. Para um referencial ar/vento-objecto, a intensidade da força de arrasto é caracterizada pela seguinte expressão:

$$F_A = C_A \times \rho \times ½\ V^2 \times A\ (N)\ [(11)] \qquad (10.6)$$

Onde: F_A - Força de arrasto; C_A – Coeficiente de arrasto, que dependente da geometria e dimensões do objecto; ρ – Densidade do ar (1,293kg/m^3); V – velocidade do ar/vento; A – área de referência do objecto. [(11)] Tendo em conta que C_A depende das dimensões dos objectos, então, para uma mesma intensidade ventosa, quanto maiores forem as dimensões dos objectos, maior será a intensidade das turbulências [(4)]. Na tabela 10.1 [(3)] estão representados valores para o coeficiente de atrito superficial das superfícies mais importantes, e nela constata-se que, as superfícies dos lagos e oceanos apresentam o menor coeficiente de atrito; enquanto as superfícies das zonas citadinas ou urbanas, o maior.

Tipo de superfície (Terreno)	Valor do coeficiente de atrito superficial (α)
Lagos, oceanos, solos lisos	0,1
Relva alta	0,15
Plantações altas e arbustos	0,2
Campo com muitas árvores	0,25
Vila com algumas árvores e arbustos	0,3
Áreas urbanas com prédios	0,4

Tabela 10.1 Coeficientes de atrito superficial das principais superfícies. Fonte: *White, Frank*

10.3.5 Medição da intensidade dos ventos

A medição da intensidade dos ventos pode ser efectuada directamente, através de medições directas no local; ou indirectamente, através de dados colhidos nas estações meteorológicas regionais, aeroportos ou aeródromos locais, mapas de ventos pré-elaborados, ou ainda, através da utilização de serviços disponíveis em tempo real (*online*) [(12)]. Na prática, as medições directas são – de longe – o método mais eficiente e preciso para obtenção de dados dos ventos de uma determinada região [(12)].

Para obtenção directa da intensidade dos ventos utiliza-se como instrumento de medida o anemómetro. Os anemómetros podem ser agrupados em dois grupos: 1- Anemómetros de velocidade [13]: - Anemómetro de conchas; - Anemómetro *Robinson*; - Anemómetro de remoinho de vento; - Anemómetros sónicos; - Anemómetro óptico; [13] 2- Anemómetros de pressão [13]: - Anemómetro de placa plana e anemómetro de tubo. [13]

Anemómetro de conchas

Este anemómetro consiste numa estrutura de três semiesferas com forma de conchas, que são montadas simetricamentre entre si e perpendiculamente sobre um mastro fixado verticalmente [3], como pode-se observar na figura 10.3 [14]. Sob a acção do vento, o conjunto inicia um movimento de rotação em torno do eixo vertical, e a velocidade angular (ω) do conjunto é calibrada em função da velocidade linear (v) do vento que incide sobre o conjunto, independentemente da sua direcção. [3] O mastro possui – integrada – na sua estrutura uma unidade transmissora de conta-rotações, que permite calcular a velocidade angular do conjunto e a velocidade linear do vento . [3] A direcção do vento é obtida a partir do sentido de rotação do movimento do conjunto. [3] Os anemómetros com quatro conchas – e estrutura semelhante ao da figura 10.5 – são geralmente chamamados de *Robinson*, em homenagem ao físico e astrónomo britânico *John Thomas Romney Robinson* [13].

Figura 10.3 Anemómetro mecânico de 3 conchas. Fonte: Adapt. *Microsoft Corporation*

Anemómetros móveis

Estes anemómetros são extremamente competitivos para medições rápidas e sem um grau de precisão muito elevado. Eles podem ser digitais, analógicos, ou ainda combinados, conforme se pode observar nos exemplos da figura 10.4 [15],[16],[17].

Figura 10.4 Anemómetros digitais e analógicos. Fonte: Adapt. *Impac; Thermomed; Twilight*

Anemómetro sónico

Este anemómetro faz uso das ondas sonoras ultra-sónicas, que são ondas com frequências superiores a 20 kHz, para medir a velocidade do vento. [3] Ele é facilmente ajustável e apresenta um bom grau de precisão em instalações marítimas; onde os anemómetros de concha perdem precisão e eficiência, devido a presença de água salgada e largas quantidades de areia ou poeira. [3] Os anemómetros sónicos podem ser de dois ou três eixos: o de dois eixos é geralmente usado em aplicações largas e fixas como estações meteorológicas, sistemas de navegação de navios, ou outras aplicações marítimas; enquanto o de três eixos, pode ser utilizado em turbinas eólicas, sensores eólicos, etc. [3]

10.4 Área varrida pelo rotor e densidade do vento

Viu-se em pontos anteriores que a potência da turbina eólica varia linearmente com a área varrida pelo seu rotor e com a densidade do ar que atinge as pás do rotor.

10.4.1 Área varrida pelo rotor

Para o caso da turbina de eixo horizontal ou aerogerador, a área varrida pelo seu rotor é função do diâmetro que o rotor apresenta, ou seja, $A = (\pi \times D^2)/4$ (m^2) [3]. Esta equação de área também pode ser aplicada para determinar a área varrida pelo rotor de uma turbina eólica de eixo vertical (*VAWT*) *Savonius* [3]; porém, não é válida para a determinação da área varrida pela *VAWT Darrieus* [3]. Para efeitos de cálculo, pode-se aproximar a forma das pás do rotor de uma *VAWT Darrieus* a uma curva parabólica [3], e a sua área pode ser determinada por intermédio da seguinte expressão:

$A_{ROTOR\ (DARRIEUS)}$ = 2/3 × (largura máxima do rotor a partir do seu centro) × (altura do rotor) (m^2) [3] (10.7)

10.4.2 Densidade do Ar

A densidade do ar atmosférico varia em função da sua pressão, temperatura e altitude em que se encontra; no entanto, para efeitos de cálculos, toma-se como valor de referência, o seu valor em relação ao nível do mar, para uma pressão atmosférica de 1atm (101,325 kPa) e uma temperatura de 15,5 ºC, que é de 1,225 kg/m^3 (3) (ρ_{Ar} = 1,225 kg/m^3). Substituindo o valor da densidade do ar – a 15,5 ºC e 1 atm – e da área do rotor na expressão 10.5, pode-se definir as seguintes expressões gerais de cálculo para as potências eléctricas produzidas por um aerogerador:

$$P_{E(MÁX)} = 0,295\times 1,225 \times 3,14 \times 0,25 \times d^2 \times v^3 = 0,284 \times d^2 \times v^3 \text{ (W)}$$

$$P_{E\ (2PÁS)} = 0,225 \times 1,225 \times 3,14 \times 0,25 \times d^2 \times v^3 = 0,216 \times d^2 \times v^3 \text{ (W)}$$

$$P_{E\ (3PÁS)} = 0,15 \times 1,225 \times 3,14 \times 0,25 \times d^2 \times v^3 = 0,144 \times d^2 \times v^3 \text{ (W).} \qquad (10.8)$$

10.4.3 A altura do *Hub*

A velocidade dos ventos de um determinado local relaciona-se com a altura do *Hub* de um aerogerador – instalado neste local – a partir da seguinte expressão:

$$V_2 = V_1 \times (h_2/h_1) \text{ ^ } \alpha \text{ (m/s)} \ (3) \qquad (10.9)$$

Onde: h_1 – Altura do *Hub* de referência (altura inicial) em metros (m); h_2 – Altura do *Hub* incrementada em metros (m);) V_1 – Velocidade de referência, medida a partir de h_1 – em metros por segundo (m/s) V_2 – Velocidade medida a partir de h_2 – em metros por segundo (m/s); α – Coeficiente de atrito superficial do solo referente a h_2. (3)

10.5 Tipos de sistemas eólicos

Os sistemas eólicos podem ser classificados em função dos seguintes critérios: - Capacidade energética ou potência eléctrica; (2) - Local ou área de instalação das turbinas eólicas; - Sistema de alimentação da rede eléctrica doméstica.

10.5.1 Escala energética

Nesta classificação, é aceite como critério padrão – no seio de vários ciclos da indústria eólica e energética –, a classificação em função da produção de uma única turbina

eólica por cada sistema eólico considerado [18]. Segundo este critério, os sistemas eólicos podem ser classificados da seguinte maneira: - Pequena escala: $P_{TURBINA} \leq 20$ kW [18]. Neste grupo encontram-se as turbinas ultraleves, que possuem uma potência menor ou igual a 10 kW [18]; - Pequena-média escala: 20 kW < $P_{TURBINA} \leq$ 60 kW; [18] - Média escala: 60 < $P_{TURBINA} \leq$ 600 kW; [18] - Média-larga escala: 600 kW < $P_{TURBINA} \leq$ 1500 kW; [18] - Larga escala: 1500 ≤ $P_{TURBINA}$ ≤ 6000 kW/(7000-7500 kW [19], [20]) [18].

10.5.2 Sistemas eólicos de alimentação da rede eléctrica doméstica

Neste critério, os sistemas eólicos podem ser classificados de acordo ao esquema estrutural da figura 10.5, da seguinte forma:

- Sistemas eólicos dependentes: 1-Simples: sem armazenamento; com armazenamento; 2- Híbridos: sem armazenamento; com armazenamento;
- Sistemas eólicos independentes: 1- Simples: sem armazenamento; com armazenamento; 2- Híbridos: sem armazenamento; com armazenamento.

Figura 10.5 Estrutura dos diferentes tipos de sistemas eólicos. Fonte: Adapt. *Earthscan*

Caracterização dos sistemas eólicos

Verifica-se no esquema do sistema eólico dependente representado na figura 10.6 [11] que, exceptuando a fonte eólica ou turbina eólica, representada pelo componente 1, todos restantes componentes do sistema são exactamente os mesmos dos esquemas estruturais definidos anteriormente para os sistemas FVs; no entanto, os reguladores de carga eólicos diferenciam-se dos reguladores de carga FVs; pois, devem possuir a capacidade de transformar a electricidade em CA produzida pela turbina eólica, em *DC*; uma vez que a maioria das turbinas eólicas produz electricidade sob a forma de corrente alternada desequilibrada (*wild AC* [21]), que resulta das variações de corrente e tensão da turbina, provocadas pelas variações das velocidades dos ventos que incidem sobre a turbina [21].

Para poder ser convertida em CA equilibrada, a CA desequilibrada deve ser previamente convertida em *DC*, através de rectificadores de corrente (*rectifiers*), que geralmente se encontram instalados nos reguladores de carga – ou nos inversores. [21]

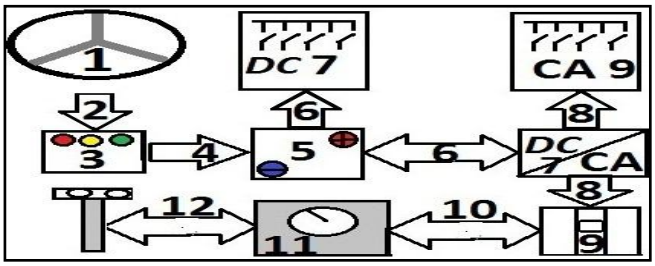

Figura 10.6 Esquema de um sistema eólico dependente. Fonte: Adapt. *Earthscan*; *Anil Rao*

10.6 A turbina eólica

A turbina eólica é a unidade de produção energética dos sistemas eólicos; ou seja, é o seu gerador eólico. Todas as características e/ou propriedades de qualquer sistema eólico dependem – essencialmente – do comportamento da turbina que o compõe.

10.6.1 Tipos de turbinas eólicas

As turbinas eólicas são geralmente classificadas em função das seguintes características:

- Eixo de rotação das pás do rotor: - Turbinas de eixo horizontal ou aerogeradores *(HAWTs)*; - Turbinas de eixo vertical *(VAWTs*); [22]
- Número de pás do rotor: - Duas pás; - Três pás; [22]
- Posicionamento do rotor em relação ao vento: - Em direcção ao fluxo do vento (*upwind*); - Em direcção contrária ao fluxo do vento (*downwind*); [22]
- Mecanismo de transmissão de energia: - Transmissão directa (*direct drive*); - Transmissão por meio de caixa de velocidades mecânica (*gear drive*). [22]

10.6.2 Eixo de rotação do rotor

Esta classificação das turbinas eólicas é feita em função do eixo em que as pás do rotor efectuam o seu movimento de rotação e da posição relativa das pás em relação a direcção do fluxo do vento. Neste critério, as turbinas podem ser de eixo vertical, ou de eixo horizontal; porém, nesta dissertação, apenas serão abordadas – extensivamente – as turbinas de eixo horizontal (*HAWTs*) – ou aerogeradores. Na turbina eólica de eixo vertical (*VAWT)*, as pás do rotor efectuam o movimento de rotação em torno do eixo vertical. As

VAWTs são caracterizadas pelos modelos *Darrieus*, Savonius, e o modelo híbrido, que é uma combinação dos dois modelos anteriores [22].

Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal/Aerogeradores (*HAWTs*)

Nestas turbinas, o eixo de rotação do rotor é horizontal relativamente ao solo, e paralelo, em relação ao fluxo dos ventos [22]. Nos aerogeradores, o veio central do rotor e o gerador eléctrico estão localizados numa unidade fechada designada nacela, que é montada no topo das suas torres; daí, serem vulgarmente chamadas de aerogeradores ou geradores aéreos. Os aerogeradores possuem uma estrutura tripartida, constituída por uma torre (mastro), uma nacela e um rotor, que comporta as pás e o elemento central (*hub*), conforme pode observar-se no esquema da figura 10.7 [23].

Número de pás do rotor

O aerogerador de três pás foi estabelecido como modelo padrão pela indústria energética eólica mundial e europeia [22]; todavia, em países como EUA, Canada, e Reino Unido, a percentagem de fabrico e utilização de aerogeradores de duas pás chega a ser maior que a de três pás [22].

10.6.3 Posicionamento do rotor em relação ao vento

Neste critério, os aerogeradores são classificados em função do posicionamento do seu rotor em relação ao sentido ou direcção do vento: eles podem estar posicionados na direcção do fluxo dos ventos ou *upwind* (figura 10.8 [24]), ou no sentido contrário ao fluxo do vento ou *downwind* (figura 10.7). Os aerogeradores *upwind* conseguem produzir uma maior quantidade de energia relativamente aos *downwind*, pois o seu posicionamento em relação à torre permite eliminar as sombras da torre sobre as suas pás, de que resultam menores níveis de fadiga das pás, e uma potência de saída mais consistente [25]; contudo, necessitam que os seus rotores estejam constantemente orientados para direcção do vento. [25] A ausência de um mecanismo passivo de guinada e o posicionamento do seu rotor na direcção contrária ao fluxo do vento são duas características fundamentais que identificam os aerogeradores *downwind*. A sua orientação para os ventos é alcançada através do posicionamento frontal superior – e ligeiramente lateral – do seu rotor, relativamente ao ponto de ligação entre o aerogerador (nacela) e a sua torre; o que permite que o rotor seja

"empurrado" para a posição contrária à direcção do fluxo dos ventos (*downwind*), quando eles sopram sobre o aerogerador [25].

Figura 10.7 Aerogerador alinhado em direcção contrária ao fluxo do vento (*downwind*). Fonte: Adapt. *Power-Talk*

10.6.4 Mecanismo de transmissão de energia

Os aerogeradores podem ser de transmissão indirecta ou transmissão por caixa (*gear drive* [25]); ou de transmissão directa (figura 10.8). A maioria dos aerogeradores ultraleves possui uma estrutura semelhante a estrutura da figura 10.8, ou seja, é de transmissão directa. Neste tipo de mecanismo, o rotor do aerogerador liga-se directamente ao rotor do alternador, e a produção de electricidade é feita da seguinte maneira: 1- Após entrarem em movimento de rotação – em torno do eixo horizontal – devido à acção dos ventos, o rotor e as suas pás provocam um movimento de rotação, de igual sentido e intensidade no rotor do alternador, que é constituído por um conjunto de ímanes permanentes, dispostos paralelamente e ligados electricamente entre si [26]; 2- Através da indução electromagnética, provocada pela circulação dos ímanes permanentes em torno dos fios (enrolamentos) condutores magnéticos – que constituem a bobine do estator –, que é a peça fixa do alternador, produz-se a electricidade em CA; [25], [26] 3- Seguidamente, o estator transmite a electricidade para umas escovas, que localizam-se nos terminais dos fios (condutores) que se ligam à bobine do estator, e as escovas transmitem esta electricidade para uns anéis metálicos (anéis colectores), que se encontram localizados nas proximidades do ponto de ligação entre a turbina (nacela) e a torre. [25]

O mecanismo de transmissão directa apresenta a vantagem de ser mais económico; porém, o de transmissão indirecta permite aumentar a velocidade de rotação do alternador, o que faz com que o alternador tenha uma potência de saída consideravelmente superior a

potência do alternador do aerogerador com transmissão directa; nesta perspectiva, para aplicações em sistemas de microgeração ($P_T \leq 2$ kW), é mais prática a utilização de aerogeradores de transmissão directa, pois, são sistemas que não justificam um investimento muito elevado; enquanto para sistemas mais robustos ($P_T > 2$kW), a aplicação de aerogeradores de transmissão por caixa é mais adequada [25].

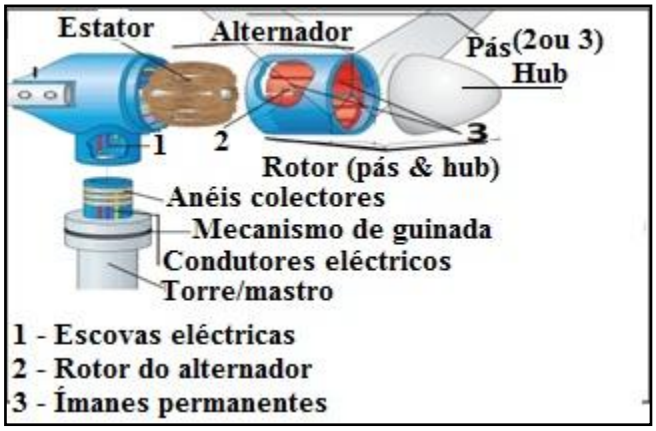

Figura 10.8 Aerogerador com mecanismo de transmissão directa (*direct drive*). Fonte: Adapt. *Woofenden, Ian*; P*iggott, Hugh*, *Home Power 116*, 2006

Controlo da velocidade

Estes sistemas permitem regular a velocidade dos rotores dos aerogeradores quando estes giram de maneira muito rápida, evitando assim que produzam uma potência superior à potência projectada; o que protege os seus alternadores contra possíveis sobreaquecimentos. A grande maioria dos aerogeradores ultraleves ($P_T < 1$ kW) possuem geralmente um de dois tipos de sistemas de controlo de velocidade: sistema de *furling*, ou sistema de mudança do ângulo das pás (*changing blade pitch/pitch*). [25] No sistema *furling*, a posição do rotor – relativamente aos ventos – é mudada, permitindo assim a redução da quantidade da área varrida pelo rotor (área frontal), da sua velocidade de rotação e energia produzida. [25] Existem dois tipos de *furling*: o *furling* horizontal, em que o rotor desvia-se lateralmente da direcção dos ventos, e o *furling* vertical, em que o rotor devia-se para cima; no entanto, alguns aerogeradores modernos utilizam um sistema de controlo de *furling* angular (*angle furling*), que é um sistema que combina o *furling* horizontal e vertical. [25] Já no sistema *pitch*, a redução da velocidade do rotor é alcançada através da mudança de ângulo das suas pás. [25] Neste sistema de controlo, quando a velocidade dos ventos atinge um nível perigoso, representado pelo limite superior de funcionamento do aerogerador, o aerogerador – através do seu rotor – muda o ângulo das pás automaticamente e reduz a

força de sustentação aerodinâmica das pás; como consequência, a velocidade do rotor também sofre uma redução. [25]

Mecanismo de desactivação

Os aerogeradores deverão ter instalado – pelo menos – um mecanismo de desactivação rápida e simples, para que os operadores possam trabalhar livremente sobre eles em operações de manutenção e reparação – sem nenhum risco –, e para própria protecção dos aerogeradores contra fortes tempestades e/ou turbulências. Os fabricantes geralmente instalam um sistema mecânico de travão de disco, semelhante ao dos automóveis comuns, ou um sistema electro-electrónico de disjuntores ou relés ligados ao alternador [25].

Relativamente às *VAWTs*, os aerogeradores apresentam as seguintes vantagens:

- Captação de campos energéticos eólicos óptimos: resultante do facto de suportarem na sua estrutura torres altas;
- Elevada eficiência: resultante do movimento permanente das suas pás na direcção perpendicular aos ventos, produzindo assim maior energia; [25]
- Produção de níveis baixos de vibração e perturbação sonora audível: resultante do facto das faces das pás, independentemente da sua posição de rotação, serem atingidas constantemente por ventos com ângulos de direcção consistentes, o que faz com que sejam afectados apenas por cargas eólicas laterais consistentes. [25]

Como se viu na parte introdutória deste capítulo, a maior parte das desvantagens dos aerogeradores registam-se nos sistemas eólicos de média-larga e larga escala.

10.7 Torres

Em termos estruturais, a torre é o elemento mais importante dos aerogeradores, pois, para além de garantir uma elevação à nacela do aerogerador – que permite ao aerogerador captar o máximo de energia eólica –, também dever suportar as forças agressivas da natureza [35]. As torres dos microaerogeradores podem possuir os seguintes tipos de estruturas:

- Estrutura auto-sustentada (figura 10.9 [11]): - Estrutura tubular; - Estrutura treliçada; - Estrutura sustentada por cabos de fixação fixos (figura 10.10 [11]): - Estrutura treliçada; - Estrutura tubular;
- Estrutura sustentada por cabos de fixação móveis (figura 10.11 [11]): - Estrutura tubular; - Estrutura treliçada. [27]

Estrutura auto-sustentada

As torres com este tipo de estrutura são formadas por elementos verticais metálicos, ou de betão, e possuem uma estrutura tubular ou treliçada. Este tipo de estrutura oferece os maiores índices de segurança e resistência estrutural – de todos tipos de estruturas das torres dos microaerogeradores – e são esteticamente mais apelativos; porém, possuem um elevado custo, especialmente as estruturas treliçadas.

Estrutura com cabos de sustentação fixos

Neste tipo de estrutura, as torres são sustentadas por cabos metálicos e resistentes, que são montados no solo de forma fixa. Estas estruturas são mais económicas que todas outras estruturas, contudo, possuem menor grau de resistência e segurança [27].

Estrutura sustentada por cabos de fixação móveis

Estas torres possuem custos globais maiores que as torres com cabos de fixação fixos, mas apresentam a característica única de possuírem um dos seus pontos de fixação montado de forma móvel; o que possibilita que as torres possam ser facilmente baixadas e içadas em casos de manutenção e reparação.

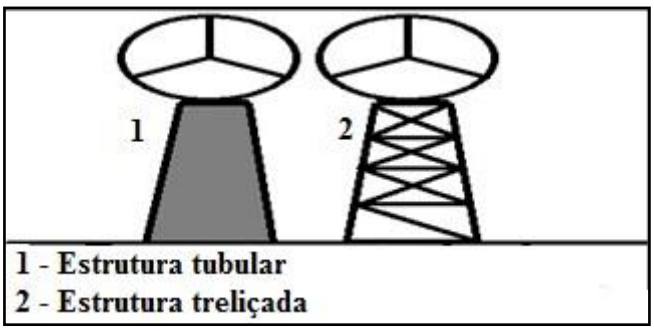

Figura 10.9Torres com estrutura auto – sustentada: 1- Forma tubular; 2- Forma treliçada Fonte: Adapt. *Anil Rao*

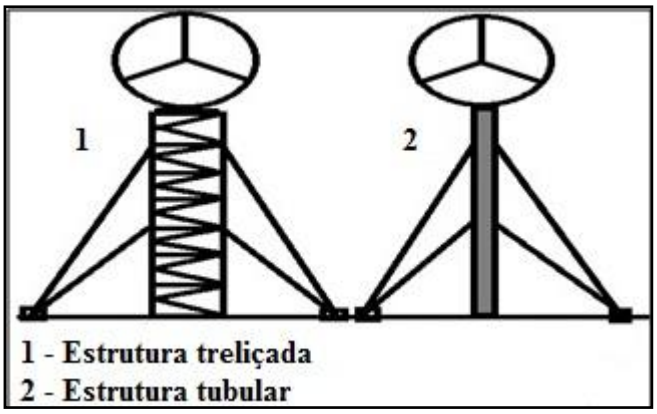

Figura 10.10 Torres com estrutura sustentada por cabos de fixação fixos: 1- Treliçada; 2 - Tubular. Fonte: Adapt. *Anil Rao*

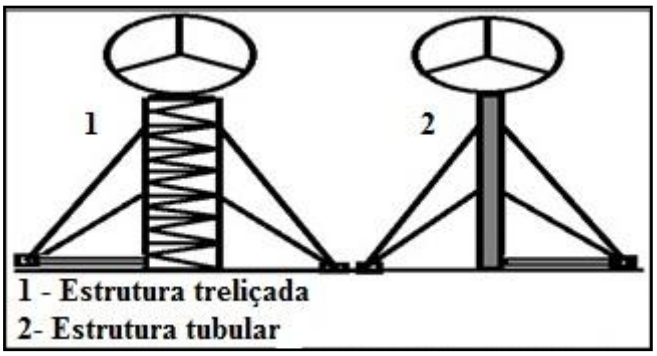

Figura 10.11 Torres com estrutura sustentada por cabos de fixação móveis e inclinados: 1 - Treliçada; 2- Tubular. Fonte: Adapt. *Anil Rao*

Referências bibliográficas

1. Samuelson, Paul A. ; Nordhaus, William D. – *Economia*, 14ª Edição, Lisboa McGraw Hill, 1993, pág. 34;
2. Chiras, Dan; Sagrillo, Mick; Woofenden, Ian – *Power from The Wind, A Pratical Guide To Small-Scale Energy Production*, Gabriola Island, New Society Publishers, 2009, págs. 8-18;
3. Patel, Mukund R. – *Wind and Solar Power Systems, Design, Analysis and Operation*, 2ª Edição, New York, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2006, págs. 25-33;

4. Chiras, Dan; Sagrillo, Mick; Woofenden, Ian – *Power from The Wind, A Pratical Guide To Small-Scale Energy Production*, Gabriola Island, New Society Publishers, 2009, págs. 26-39;
5. Weather ,Vaughan – *Lake-Sea breeze char, Weather & Climate* Apud Wikipedia (2006), página consultada a 04.04.2010, <http://en.wikipedia.org/wiki/File:LAKE_BREEZE.gif>;
6. Porto Editora – *Dicionário Inglês-Português, Novo Acordo Ortográfico*, 5ª Edição, Porto, Porto Editora, 2009, pág. 1163;
7. Kidsgeo (s/d) – *Mountain And Valley Breezes*, página consultada a 04.06.2010, <http://www.kidsgeo.com/images/mountain-valley-breezes.jpg>;
8. Porto Editora – *Dicionário Inglês-Português, Novo Acordo Ortográfico*, 5ª Edição, Porto, Porto Editora, 2009, pág. 817;
9. Resnick; Halliday; Krane – *Phisics*, 5th Edition, Volume1, New York, John Wiley & Son, 2002, págs 175-191;
10. Anil Rao Apud Chiras, Dan; Sagrillo, Mick; Woofende, Ian – *Power from The Wind, A Pratical Guide To Small-Scale Energy Production*, Gabriola Island, New Society Publishers, Fevereiro 2009, págs. 37, 50, 149, figuras 2.7, 3.3, 6.2;
11. White, Frank M. – *Fluid Mechanics*, 5th Edition, New York, McGraw Hill, 2003, págs. 451-491;
12. Chiras, Dan; Sagrillo, Mick; Woofenden, Ian – *Power from The Wind, A Pratical Guide To Small-Scale Energy Production*, Gabriola Island, New Society Publishers, 2009, págs. 86-91 ;
13. Wikipedia (s/d) – *anemometers, wind measure*, página consultada a 10.04.2010, <http://en.wikipedia.org/wiki/Anemometer#Cup_anemometers>;
14. Microsoft Corporation Apud Rincon Del Vago (s/d) – *Cup Anemometer*, página consultada a 10.04.2010, < http://html.rincondelvago.com/000352060.png>;
15. Impac (s/d) – *anemómetros digitais*, página consultada a 12.04.2010, <http://www.impac.com.br/anemometro/digitallutron/anemometrodigitaltipococha.jpg>;
16. Termomed (s/d) – *anemémetros digitais móveis*, página consultada a 12.04.2010, <http://www.termomed.net/images/370407.jpg>;
17. Twilight (s/d) – *anemómetros digitais*, página consultada a 12.04.2010, <http://www.twilight.com.mx/OE/ANEMOMETRO/anemometro_avm07.gif>;

18. Patel, Mukund R. – *Wind and Solar Power Systems, Design, Analysis, and Operation*, USA, CRC Press Taylor & Francis Group, 2006, pág.11-14;
19. Wikipedia (s/d) – *Enercon Now a 7MW Turbine*, página consultada a 01.05.2010,<http://en.wikipedia.org/wiki/Enercon_E-126#cite_ref-0>;
20. Enercon – *Energie Für Die Welt*, Wind Blatt Magazine , janeiro 2010 Apud Wikipedia (s/d) – *The Enercon E – 126*, página consultada a 01.05.2010, <http://en.wikipedia.org/wiki/Enercon_E-126#cite_ref-0>;
21. Chiras, Dan; Sagrillo, Mick; Woofenden, Ian – *Power from The Wind, A Pratical Guide to Small-Scale Energy Production*, Gabriola island - Canada, New Society Publishers (NSP), 2009, págs.53-71;
22. Patel, R. Mukund – *Wind and Solar Power Systems, Design, Analysis and Operation*, 2ª Edição, EUA, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2006, págs. 62-79;
23. Power-Talk (s/d) – *Downwind Turbines*, página consultada a 01.05.2010, <http://www.power-talk.net/images/downwind-turbine.jpg>;
24. Scribd (s/d) – *The Anatomy Of A Wind Turbine*, página consultada a 01.05.2010, <http://www.scribd.com/doc/5659684/-Anatomy-of-a-Wind-turbine.jpg>;
25. Chiras, Dan; Sagrillo, Mick; Woofende, Ian – *Power from The Wind, A Practical Guide To Small-Scale Energy Production*, Canada, New Society Publishers, 2009, págs.109-138;
26. Francisco, António – *Motores Eléctricos*, 2ª Edição, ETEP, Junho 2009, pág.43-44;
27. Chiras, Dan; Sagrillo, Mick; Woofenden, Ian – *Power from The Wind, A Practical Guide To Small-Scale Energy Production*, Canada, New Society Publishers, 2009, págs.145-173;

Capítulo 11

Desempenho dos sistemas FVs

11. Desempenho dos sistemas FVs

Com o objectivo de determinar a corrente e tensão real, ou seja, potência e desempenho real dos sistemas FVs, foi conduzido um estudo experimental nos laboratórios da Universidade Lusíada de Vila Nova de Famalicão, sob a orientação dos professores, Prof. Doutor Rui Gabriel Araújo de Azevedo Silva, e professor Eng.º Pedro Reis, com um sistema FV híbrido independente, proposto à Universidade pela empresa Vimasol, cujos componentes e respectivas propriedades se encontram representados no anexo G.

11.1 Desempenho nominal do sistema FV híbrido independente

Com base nos dados anexo G, sabe-se que o sistema FV híbrido possui as seguintes características:

a) Gerador FV: Dois módulos de 87 W, e dois módulos de 90 W;
b) Gerador eólico: o rotor possui um diâmetro de 2,40 m; velocidade de arranque: 3,0 m/s; velocidade de regulação (paragem): 14 m/s; potência nominal: 600 W; potência máxima: 650 W
c) *LVD* do regulador de carga: quando as baterias atingem 30% da sua carga;
d) Baterias *Exide* T650:
    - Eficiências das baterias: 93%;
    - Capacidade nominal: $C_{NOM} = C_{120} = 668$ Ah;
    - Tensão: 24 V
e) Eficiência do inversor: 95%

Quantidade energética e potência nominal do sistema FV híbrido

Com base nas características descritas acima, tem-se: $P_{FV} = (90\ W \times 2) + (87\ W \times 2) = 354$ W. A quantidade energética produzida pelo sistema FV híbrido dependerá dos campos energéticos solar e eólico médios, medidos ao longo do dia. O campo energético solar será obtido de maneira indirecta, com o auxílio do *PVGIS*, disponível em http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/ (1), que para a região de Famalicão apresenta um valor de $E_{(S)} = 4{,}86$ kWh. Portanto, quer isto dizer que, durante 4,86 horas, a radiação solar global que incide sobre Famalicão é igual a 1000 W/m^2. Para o campo energético eólico, foram utilizados os valores experimentais da região do Minho, obtidos experimentalmente pelo

departamento de mecânica dos fluidos da Universidade do Minho durante o período de 2003 a 2004 – que se encontram representados no anexo C.

Quantidade energética produzida pelo sistema (gerador) FV

A quantidade energética produzida pelo sistema FV pode ser determinada analiticamente, através de fórmulas de definição; ou por intermédio do *PVGIS*. No cálculo analítico, para além de $E_{(S)}$, deverão também ser levadas em conta as perdas energéticas totais que ocorrem no sistema FV. O *PVGIS* distribui – por estimativa – essas perdas da seguinte forma: - Perdas devido ao efeito da temperatura dos módulos (10,5%); - Perdas devido ao efeito de reflexão angular (2,7%); - Perdas devido à cablagem em *DC* e CA, inversores com 90% de eficiência, envelhecimento e desalinhamento dos módulos (14%).[(2)] Então, uma vez que, para a determinação da quantidade energética produzida pelos sistemas FVs, apenas são considerados os aproveitamentos energéticos, podem ser considerados os seguintes factores correctivos de perdas energéticas (fcp): fcp1 = 0,895; fcp2 = 0,973; fcp3 = 0,86; de que resulta o seguinte factor correctivo global:

$$fcpt = fp1 \times fp2 \times fp3 = 0,749 \qquad (11.1)$$

Da expressão acima, facilmente conclui-se que o aproveitamento/rendimento global de um sistema FV – segundo as estimativas do *PVGIS* – é de 74,9%; o que implica dizer que as perdas energéticas globais do sistema FV são de 25,1%.

A quantidade de energia total produzida pelo sistema FV (E_{FV}), por definição, é determinada pela seguinte expressão:

$$E_{FV} = P_{FV} \times A_{FV} \times E_S \times fpt = P_{FV} \times 1 \times E_S \times 0,749 \qquad (11.2)$$

Onde: $E_{(FV)}$, é a quantidade de energia produzida pelo sistema FV; e P_{FV}, a potência nominal dos geradores FVs; porém, como já foi dito anteriormente, serão utilizados os dados tabelados do *PVGIS*. Segundo os dados representados no anexo C, e uma vez que o inversor do sistema FV em questão possui uma eficiência de 95% – e não de 90% –, o sistema FV produzirá uma quantidade energética aproximada de:

$$E_{FV} = 477 \text{ kWh/ano} \times (0,95/0,90) = 503,5 \text{ kWh/ano} = 1,38 \text{ kWh/dia} \qquad (11.3)$$

Analiticamente, obtinha-se: E_{FV} = 0,354 kW × 4,86 h/dia × 0,749 × (0,95/0,90) = 1,36 kWh/dia × (365 dias/1 ano) = 496 kWh/ano.

Quantidade energética produzida pelo aerogerador

Com base nas expressões definidas no capítulo anterior, nas características técnicas do sistema FVs – descritas acima – e na disponibilidade média ventosa da região do Minho, que é de aproximadamente 4,9913 m/s, ao longo do ano – segundo os dados do anexo C –, obtém-se:

$$P_E = 0{,}144 \times d^2 \times v^3 = 0{,}144 \times (2{,}40)^2 \times (4{,}9913)^3 = 103{,}14 \text{ W} \qquad (11.4)$$

Sendo que, as potências nominal e máxima ocorrerão a velocidades aproximadas de 8,98 m/s e 9,22 m/s, respectivamente; ou seja, $P_{E(NOM)}$ = 0,144 × $(2{,}40)^2$ × $(8{,}98)^3$ = 607 W, e $P_{E(MÁX.)}$ = 0,144 × $(2{,}40)^2$ × $(9{,}22)^3$ = 650 W.

A quantidade energética produzida pelo aerogerador dependente do número de horas que a velocidade dos ventos da região supera a velocidade de arranque do aerogerador, que é de 3,0 m/s. A partir dos dados do anexo C, sabe-se que, anualmente, durante uma média aproximada de 4 horas, a velocidade dos ventos da região do Minho é inferior a 3 m/s; logo, o aerogerador funcionará – em média – durante aproximadamente 20 horas. Portanto, anualmente, o aerogerador e o sistema FV híbrido, na região de Famalicão, produzirão as seguintes quantidades energéticas:

$$E_E = 103{,}14 \text{ W} \times 20 \text{ horas/dia} \times (365 \text{ dias/1 ano}) = 752{,}92 \text{ kWh/ano} \qquad (11.5)$$

E portanto:

$$E_{HÍBRIDO} = E_{FV} + E_E = 1256 \text{ kWh/ano} = 3{,}44 \text{ kWh/dia} \qquad (11.6)$$

Quantidade energia produzida pelo sistema FV híbrido com armazenamento

Como foi possível ver no capítulo 8, a capacidade das baterias de um sistema FV pode ser determinada através do rácio entre o produto do dobro da reserva destas – ou consumo energético da instalação eléctrica doméstica que o sistema FV irá alimentar – e os dias de autonomia – em horas – que as baterias poderão ser descarregadas sucessivamente,

à tensão correspondente do sistema FV, em volts; ou seja, $C_{DESCARGA\ (DIAS\ DE\ AUTONOMIA)}$ = (2 × reserva/E_C × dias de autonomia)/tensão do sistema FV. No entanto, viu-se também no capítulo 8 que, para a região de Famalicão – ou Portugal continental em geral –, pode-se utilizar – em média – 2,5 dias de autonomia, isto é, 60 horas de autonomia; de que resulta:

$$C_{60} = (2 \times E_C \times 2{,}5)/V_{DC}\ FV = (4{,}5 \times E_C)/V_{DC}\ FV \qquad (11.7)$$

De acordo com as características das baterias – que se encontram representadas no anexo G –, verifica-se:

$$C_{(DIÁRIA)} = 668\ Ah/120\ h \times (24\ h/1dia) = 133{,}6\ Ah/dia \qquad (11.8)$$

E, uma vez que elas possuem uma tensão de 24 V, disponibilizarão diariamente a seguinte quantidade energética:

$$E_{DB} = (133{,}6 \times 24\ V) \times h/dia = 3{,}2 \times 10^2\ Wh/dia = 3{,}2\ kWh/dia \qquad (11.9)$$

No entanto, para melhor desempenho e rapidez de carregamento das baterias, deverá ser extraída apenas entre 50 a 60% da sua carga, ou seja, 50% ≤ *DOD* ≤ 60%.

Como é possível verificar através dos dados de radiação solar da região de Famalicão – representados no *PVGIS* –, o valor da intensidade de radiação solar regista – em média – valores significativos durante aproximadamente 8 horas diárias, no período que vai das 08:00 horas da manhã até as 16:00 horas da tarde; [(4)] o que significa que, em média, o gerador FV fica inoperativo durante – aproximadamente – 16 horas diárias, ao longo do ano. Já a velocidade dos ventos em Famalicão e na região do Minho – como pode-se observar nos dados do anexo C –, regista, anualmente – em média –, valores inferiores a 3 m/s durante aproximadamente 4,16 horas, distribuídas alternadamente e/ou consecutivamente entre o período que vai das 00:00 horas da noite até as 06:00 horas da manhã, e das 11:00 horas da manhã até as 15:00 horas da tarde [(3)]. Portanto, na prática, existirão dias em que a velocidade do vento será menor do que 3 m/s durante um período – máximo – de aproximadamente 10 horas.

11.1.1 Eficiência nominal (teórica) dos geradores FVs

Como foi possível ver no capítulo 5 – no ponto referente as propriedades eléctricas das células FVs –, a eficiência de um módulo FV pode ser determinada a partir da expressão: $\eta_{MÓDULO} = P_{PPM}/(A_{MÓDULO} \times E_{S(CTP)})$. Recorrendo às características – respectivas – eléctricas e físicas dos módulos monocristalino e policristalino – que se encontram representadas no anexo G –, são obtidas as seguintes eficiências modulares:

a) Módulo monocristalino: η_{MONO} = 90,27 W/(1000 W/m^2 × 0,547 m^2) = 0,165 ou, 16,5%;
b) Módulo policristalino: η_{POLI} = 87, 348 W/(1000 W/m^2 × 0,657 m^2) = 0,133 ou, 13,3%.

11.1.2 Quantidades energéticas nominais produzidas pelos módulos (geradores) FVs

Com base nos campos energéticos solares de Famalicão, referentes a Novembro – representados no anexo C –, tem-se para cada módulo:

a) $E_{MONOCRISTALINO}$ = 0,09 kW × 3,2 h/dia × 0,749 = 0,216 kWh/dia ≈ 78,8 kWh/ano
b) $E_{POLICRISTALINO}$ = 0,087 kW × 3,2 h/dia × 0,749 = 0,209 kWh/dia ≈ 76,1 kWh/ano

11.2 Desempenho real dos módulos (geradores) FVs

Foram recolhidos dados referentes a cada um dos módulos FVs, ou seja: um módulo FV monocristalino, correspondente a um dos dois geradores FVs monocristalinos; e um módulo policristalino, correspondente a um dos geradores FVs policristalinos. Os dados colhidos – que se encontram representados na tabela 11.1 abaixo – são referentes a – apenas – três dias de colheita, e consideram apenas os períodos de actividade dos geradores FVs, ou seja, existência de corrente no circuito dos geradores FVs; portanto, produção de potência. Conforme pode-se observar nos dados representados na tabela 11.1, os sistemas FVs produziram as seguintes potências eléctricas:

1) Módulo/gerador FV monocristalino:
   - Potência (W): - Média = 10,24; - Máxima = 28,68 – Mínima = 0;
2) Módulo/gerador FV policristalino:
   - Potência (W): - Média = 7,54; - Máxima = 21,68; - Mínima = 0,41.

11.2.1 Quantidades energéticas reais produzidas pelos módulos (geradores) FVs

Com base nos valores de potência – determinados no ponto anterior – serão produzidas as seguintes quantidades energéticas:

a) $E_{MONOCRISTALINO}$ = 0,029 kW × 3,2 h/dia × 0,749 = 0,07 kWh/dia ≈ 25,4 kWh/ano
b) $E_{POLICRISTALINO}$ = 0,022 kW × 3,2 h/dia × 0,749 = 0,053 kWh/dia ≈ 19,2 kWh/ano

Ou seja, os módulos monocristalinos e policristalinos irão produzir – respectivamente – aproximadamente menos 67%, e menos 74% de energia.

11.2.2 Rendimento e eficiência real dos módulos FVs

Com base nos dos do *PVGIS*, sabe-se que, para o mês de Novembro, a radiação solar diária na região de Famalicão – com painéis/geradores FVs cristalinos com uma inclinação fixa de 35º – possui um valor máximo de 496 W/m^2 (4), e um valor médio de 355,459 W/m^2 (4); logo, os geradores FVs do sistema FV híbrido em estudo – caso estejam a funcionar eficientemente – deverão produzir as seguintes potências eléctricas nominais:

a) Módulo/gerador FV monocristalino: $P_{FV(MAX)}$ = 0,165 × 496 W/m^2 × 0,547 m^2 = 44,77 W; $P_{FV(MÉDIA)}$ = 0,165 × 355,459 W/m^2 × 0,547 m^2 = 32,08 W
b) Módulo/gerador FV policristalino: $P_{FV(MAX)}$ = 0,133 × 496 W/m^2 × 0,647 m^2 = 42,68 W; $P_{FV(MÉDIA)}$ = 0,133 × 355,459 W/m^2 × 0,547 m^2 = 25,86 W.

Então, com base nos valores experimentais – máximos e médios – de potência eléctricas dos módulos FVs – determinados anteriormente –, e uma vez que, por definição, o rendimento de um gerador energético representa o rácio entre a sua potência real e a sua potência nominal, isto é, rendimento = $P_{REAL}/P_{NOMINAL}$ ×100; obtém-se:

1- Módulo/gerador FV monocristalino: Rendimento (MÉDIO) = (10,24/32,08) × 100 = 31,9%; Rendimento (MÁX) = (28,68/44,77) × 100 = 64,1%;
2- Módulo/gerador FV policristalino: Rendimento (MÉDIO) = (7,54/25,86) × 100 = 29,2%; Rendimento (MÁX) = (21,68/42,68) × 100 = 50,8%.

Eficiência real

Com base nos dados de radiação solar diária de Famalicão, definidos anteriormente neste ponto, são obtidas as seguintes eficiências:

1- Módulo/gerador FV monocristalino: η_{MONO} = 28,68 W/(496 W/m^2 × 0,547 m^2) = 0,106 ou, 10,6%;
2- Módulo/gerador FV policristalino: η_{POLI} = 21,68 W/(496 W/m^2 × 0,657 m^2) × 100 = 6,70 × 10^{-2}ou, 6,70%

Portanto, com base nos valores – respectivos – de potências produzidas, os módulos monocristalinos e policristalinos terão, respectivamente, aproximadamente menos 36% e menos 50% de eficiência.

Os dados acima demonstram um melhor rendimento dos módulos no ponto de potência máxima (PPM); e um melhor desempenho dos módulos monocristalinos relativamente aos módulos policristalino – o que era previsível –; no entanto, a dimensão da amostra – isto é, o número de dias em que se efectuou a colheita de dados – é demasiado pequena para chegar a uma conclusão real – ou seja, mais realista.

		Gerador FV					
		Monocristalino			Policristalino		
Data	Hora	V*DC*	I (A)	P (W)	V*DC*)	I (A)	P (W)
	12:00:55	12,86	0,38	4,89	12,87	0,29	3,73
	12:31:05	13,25	1,11	14,71	13,25	0,83	11,00
	13:01:14	13,27	1,05	13,93	13,28	0,78	10,36
	13:31:24	13,05	0,43	5,61	13,06	0,33	4,31
	14:01:33	13,1	0,54	7,07	13,11	0,40	5,24
	15:01:52	12,96	0,26	3,37	13,04	0,29	3,78
	15:32:02	12,95	0,27	3,50	12,97	0,20	2,59
	16:02:11	12,92	0,20	2,58	12,96	0,21	2,72
	16:32:21	12,86	0,07	0,90	12,93	0,15	1,94
	17:02:30	12,65	0,00	0,00	12,83	0,06	0,77
16.11.10							
	08:07:15	12,84	0,33	4,24	12,85	0,25	3,21
	08:37:25	13,24	2,19	29,00	13,11	0,42	5,51
	09:07:34	13,9	3,23	44,90	13,9	2,48	34,47
	09:37:44	14,02	3,41	47,81	14,02	2,69	37,71
	10:07:53	14,10	3,53	49,77	14,09	2,73	38,47
	10:38:03	13,08	0,22	2,88	13,1	0,18	2,36
	11:08:12	14,11	3,29	46,42	14,09	2,51	35,37
	11:38:22	13,34	0,82	10,94	13,35	0,62	8,28
	12:08:31	13,95	2,44	34,04	13,94	1,84	25,65
	12:38:41	13,26	0,48	6,36	13,27	0,36	4,78
	13:08:50	13,67	1,52	20,78	13,67	1,14	15,58
	13:39:00	13,21	0,49	6,47	13,22	0,39	5,16
	14:09:09	13,23	0,46	6,09	13,24	0,36	4,77
	14:39:19	13,34	0,48	6,40	13,34	0,37	4,94
	15:09:28	13,20	0,41	5,41	13,26	0,35	4,64
	15:39:38	13,25	0,45	5,96	13,20	0,31	4,09
	16:09:47	13,06	0,17	2,22	13,07	0,14	1,83
17.11.10	…	…	0,00	0,00	…	…	0,00
Valor médio		13,28	1,05	14,31	13,30	0,77	10,49
Valor máximo		14,11	3,53	49,77	14,09	2,73	38,47
Valor mínimo		12,65	0	0	12,83	0,06	0,77

Tabela 11.1 Valores experimentais da tensão, intensidade de corrente e potência de um módulo (gerador) FV monocristalino e um módulo (gerador) FV policristalino.

	8:14:51	13,09	0,50	6,55	13,09	0,41	5,37
	8:45:01	12,99	0,22	2,86	13	0,18	2,34
	9:15:11	13,13	0,34	4,46	13,13	0,28	3,68
	9:45:20	13,29	0,57	7,58	13,29	0,45	5,98
	10:15:30	13,54	0,96	13,00	13,52	0,72	9,73
	10:45:39	13,36	0,57	7,62	13,36	0,43	5,74
	11:15:49	13,60	1,00	13,60	13,58	0,73	9,91
	11:45:58	13,91	1,55	21,56	13,89	1,12	15,56
	12:04:23	13,61	0,99	13,47	13,6	0,72	9,79
	12:14:52	13,50	0,79	10,67	13,49	0,58	7,82
	12:19:13	13,45	0,69	9,28	13,44	0,51	6,85
	12:49:23	13,20	0,29	3,83	13,21	0,22	2,91
	13:19:32	13,01	0,05	0,65	13,03	0,05	0,65
	13:49:42	13,04	0,13	1,70	13,05	0,11	1,44
	14:19:51	13,03	0,15	1,95	13,05	0,12	1,57
	14:50:01	13,05	0,17	2,22	3,06	0,14	0,43
	15:20:10	13,13	0,29	3,81	13,14	0,22	2,89
	15:50:20	13,11	0,21	2,75	13,12	0,17	2,23
	16:20:29	13,04	0,12	1,56	13,06	0,1	1,31
	16:50:39	12,9	0,02	0,26	13,58	0,03	0,41
18.11.10	…	…	0,00	0,00	…	0,00	0,00
Valor médio		13,25	0,46	6,16	12,78	0,35	4,60
Valor máximo		13,91	1,55	21,56	13,89	1,12	15,56
Valor mínimo		12,9	0,02	0,258	3,06	0,03	0,41

Tabela 11.1 Continuação

Referências bibliográficas

1. Earthscan – *Photovoltaic Systems, Planning & Installing, A guide for Installers, Architects and Engineers*, Berlin, The German Energy Society (Deutsche Gesellshaft fur Sonnenenergie (DGS LV), 2008, págs. 317-329;
2. JRC (s/d) – *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*, página consultada a 05.06.2010, < http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/MRcalc.php>;
3. UMINHO – *Dados de Disponibilidade Ventosa do Minho*, Guimarães, UMINHO;
4. JRC (s/d) – *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*, página consultada a 05.06.2010, < http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/DRcalc.php>.

Capítulo 12

Estudos de casos

12. Estudos de casos

Como estudos de casos desta dissertação, serão feitas análises de viabilidade económica – na perspectiva/vertente microeconómica, empresarial, privada e individual – das aplicações de sistemas fotovoltaicos em duas regiões específicas de Angola: na cidade (província) de Luanda; e na cidade (província) do Huambo, a partir de simulações feitas segundo as aplicações dos mesmos sistemas em Portugal, na região de Famalicão. Portanto, no total serão feitos seis estudos: para três diferentes regiões – isto é, Famalicão, Luanda e Huambo – e para dois tipos de instalação eléctrica doméstica – ou seja, dependente e independente.

As análises comparativas teóricas dos sistemas FVs serão feitas com base nas tarifas de electricidade praticadas pelas concessionárias locais, e segundo as normas de dimensionamento de redes eléctricas domésticas das mesmas.

Quanto à viabilidade económica/financeira da aplicação destes sistemas FVs, serão aplicados o prazo de recuperação ou *payback*, o valor actual líquido (VAL) e a taxa interna de retorno (TIR), como critérios de avaliação de investimentos.

12.1 Características técnicas do sistema eléctrico doméstico

As simulações dos sistemas FVs em Famalicão serão feitas de acordo com as normas e regulamentos definidos pelo ERSE, e de acordo as tarifas de electricidade praticadas pela EDP; sendo que, para o caso do sistema FV dependente, o estudo será feito de acordo com as normas estabelecidas pela ERSE para a microgeração de energias renováveis. Quanto às simulações das aplicações dos sistemas FVs em Angola, elas serão feitas segundo as normas e regulamentos definidos pelo IRSE, e de acordo as tarifas praticadas pela EDEL e ENE [(1)]; porém, uma vez que Angola – até ao momento da realização desta dissertação – ainda não dispõe de um regulamento para as energias renováveis, fotovoltaica e eólica [(1) (2)], não serão aplicados os critérios de avaliação de investimentos – ou análise financeira – nas simulações do sistema FV dependente.

12.2 Estudo de viabilidade económica/financeira dos sistemas FVs

Este estudo será efectuado segundo os pressupostos definidos no ponto anterior, e com base nos sistemas FVs propostos pela empresa Vimasol, representados no anexo F.

Objecto do estudo de caso

Será utilizado como objecto de estudo do sistema FV dependente, a instalação eléctrica doméstica da moradia de um estudante Angolano residente em Famalicão, com as seguintes características: - Potência contratada: 3,45 kVA; - Consumo energético anual médio: aproximadamente 230 kWh/mês ou, 2760 kWh/ano ou 7,561 kWh/dia; consumo energético máximo: 305 kWh/mês ou 10167 Wh/dia; sendo que, 70% do total de ambos os consumos registam-se – em média – durante o período nocturno.

12.2.1 Sistema FV em regime bonificado

O regime bonificado de microgeração de energia fotovoltaica refere-se a produção de energia em baixa tensão, em que a unidade produtora de energia é um sistema FV com uma potência máxima de ligação de 3,68 kW – ou seja, 4 kWp –, e que permite vender à concessionária da rede eléctrica pública, toda energia produzida pelo sistema FV. [(3)] Os pontos principais deste regime encontram-se no Anexo D, no entanto, para simplificação de cálculo, considere-se que a moradia – integrada num condomínio – do detentor do sistema FV – ou seja, o estudante angolano – esteja conforme as exigências do regime.

Quantidade de energia produzida pelo sistema FV

Segundo os dados do anexo C, e partir das expressões definidas no capítulo anterior, e uma vez que o inversor do sistema FV em questão possui uma eficiência de 95%, o sistema FV produzirá a seguinte quantidade energética:

$$E_{FV} = 5300 \text{ kWh/ano} \times (0{,}95/0{,}90) = 5594 \text{ kWh/ano} = 15{,}3 \text{ kWh/dia} \quad (12.1)$$

Consumo energético pago à concessionária da rede eléctrica pública

Com base nos dados do anexo D, no preço unitário de kWh de electricidade (T_E) – que é de 0,1285 € –, no consumo energético anual médio ($E_{C(MÉDIO)}$) – que é de 2760 kWh/ano –, e no valor do IVA referente a 2010, em Portugal, para a electricidade – que é

de 5% –, a taxa fixa contratual anual (T_F) e o consumo energético pago à concessionária da rede eléctrica pública, terão os seguintes valores respectivos:

$$T_F = P_C + T_E = 67{,}024\ €/\text{ano} \tag{12.2}$$

$$E_{PAGA(LIVRE)} = [(E_{C(MÉDIO)} \times T_E) + T_F] \tag{12.3}$$

$E_{PAGA(LIVRE)} = [(2760\ \text{kWh/ano} \times 0{,}1285\ €/\text{kWh}) + 67{,}024\ €/\text{ano}] = 421{,}684\ €/\text{ano}$, $E_{PAGA} = [421{,}684 + (421{,}684 \times 0{,}05)] = 442{,}7682\ €/\text{ano}$

Energia vendida à concessionária da rede eléctrica pública

A quantidade de energia vendida à concessionária da rede eléctrica pública dependerá da quantidade de energia produzida pelo sistema FV e da tarifa de venda em regime bonificado em vigor. Portanto, considerando – para efeitos de cálculo – que o sistema FV em questão produza, em média, aproximadamente a mesma quantidade energética ao longo do seu ciclo de vida, verifica-se:

$$E_V = E_{FV} \times T_V = 5594\ \text{kWh/ano} \times T_V \tag{12.4}$$

E a variação de energia paga ou ganha é dada pela diferença entre a energia vendida à rede eléctrica pública e a energia paga à rede eléctrica pública – considerando que a tarifa geral de electricidade da rede eléctrica pública permaneça constante ao longo do ciclo de vida do sistema FV –, ou seja:

$$E_{V(GLOBAL)} = E_V - E_{PAGA} = (5594\ \text{kWh/ano} \times T_V) - 442{,}7682\ €/\text{ano} \tag{12.5}$$

Prazo de recuperação (*payback*)

Para a determinação do prazo de recuperação ou *payback* do sistema FV serão considerados dois períodos: um período de sete anos, por ser o período em que um projecto de investimento, de natureza não pública, poderá ser considerado como economicamente viável [(4)], pois," (…) se um investimento imobilizar o capital de uma empresa – não pública – durante um período superior a sete anos, sem nenhum retorno financeiro, tem grande

probabilidade de não ser rentável (…) "[8]; e um período de 20 anos: porque os sistemas FVs fazem parte do sector energético, que é um sector que possui investimentos com capitais elevados, e cujos períodos de validade dos mesmos dependem – fundamentalmente – do tempo ou ciclo de vida dos componentes ou equipamentos que compõem o sistema FV ou sistema eléctrico/energético em geral. Por definição, o *payback* é determinado a partir da seguinte expressão:

Payback = [último ano com fluxo monetário ou *cash flow (CF)* negativo + (valor absoluto do *CF* acumulado neste ano)/(valor total do *CF* neste ano)] [(4)] (12.6)

Com base nos dados dos anexos D e F, e considerando como o período/ano zero (0), o ano da aquisição do sistema FV, podem ser feitas as seguintes considerações: - A tarifa mínima de venda do regime bonificado será igual a tarifa do regime geral actualmente em vigor, ou seja, $T_{V(MIN)}$ = 0,1285 €; - O fluxo de saída de capitais no ano zero corresponde ao custo total do sistema FV, isto é: FS0 = (17468,67 € + 450,00 €) + 287,060 € = 18205,73 €; - O fluxo de entrada de capitais no primeiro período corresponde à soma do valor do desconto de IRS e a quantidade de energia vendida à rede eléctrica pública com base na tarifa de venda de energia em regime bonificado em vigor neste período, ou seja: FE1 = (5594 kWh × 0,6500 €/kWh) + 796,00 € = 4432 €; - Os fluxos de entrada e saída de capitais para os restantes períodos correspondem, respectivamente, as quantidades de energia vendidas e pagas à rede eléctrica pública: FS1 = … = FS20 = Epaga; FE2 = … = FE20 = E_V. Com base nos dados da tabela 12.1a verifica-se que o investimento possui um prazo de recuperação de 5,8 anos. Ou seja, aproximadamente 5 anos e 9 meses; que para um período de 7 anos seria considerado como investimento de risco, porque precisa de aproximadamente 80% do período de tempo total para recuperar o seu valor; contudo, se for considerado o período correspondente ao prazo de vida do sistema FV, que é estimado em 20 anos [(3)], terá uma elevada viabilidade económica; uma vez que é recuperado no decorrer de aproximadamente menos de um terço do seu período de validade.

Nas tabelas 12.1 identificam-se as seguintes variáveis: FE: Fluxo de entrada de capitais no último período; FS: Fluxo de saída de capitais no último período; *CF*: Diferença entre os fluxos de entrada e saída de capitais no último período; *CF*A: Soma entre o *CF*A do ano anterior e o *CF* do último período.

[8] *Mitha* (2008: 51-54) [(4)]

Capital (dinheiro) produzido

Conforme pode-se observar nas tabelas 12.1a e 12.1b, o capital bruto produzido é de 7282 €. O valor desta última expressão é maior que 5000 € e, logo, não possui isenção de IRS. Com base na tabela de impostos ou retenção de IRS de 25 de Maio de 2010 [5] obtém-se a receita líquida de 6290 €.

	A	B	C	D	E	F	G
1	Ano	Tv (€/kWh)	E_{FV} (kWh)	E_{paga}/FS (€)	E_V/FE (€)	*CF* (€)	*CF* A (€)
2	0	0,650	0,000	18206	0,000	-18206	-18206
3	1	0,6500	5594	443	4432	3990	-14216
4	2	0,6500	5594	443	3636	3194	-11022
5	3	0,6500	5594	443	3636	3194	-7829
6	4	0,6500	5594	443	3636	3194	-4635
7	5	0,6500	5594	443	3636	3194	-1442
8	6	0,4100	5594	443	2294	1851	409
9	7	0,3500	5594	443	1958	1515	1925
10	8	0,2900	5594	443	1622	1180	3104
11	9	0,2300	5594	443	1287	844	3948
12	10	0,1800	5594	443	1007	564	4512
13	11	0,1300	5594	443	727	285	4797
14	12	0,1285	5594	443	719	276	5073
15	13	0,1285	5594	443	719	276	5349
16	14	0,1285	5594	443	719	276	5625
17	15	0,1285	5594	443	719	276	5901
18	16	0,1285	5594	443	719	276	6178
19	17	0,1285	5594	443	719	276	6454
20	18	0,1285	5594	443	719	276	6730
21	19	0,1285	5594	443	719	276	7006
22	20	0,1285	5594	443	719	276	7282
23							
24	Payback (anos)	5,78					
25	Receita bruta (€)	7282		Receita real (€)	6290		

Tabela 12.1a *Payback* do investimento num sistema FV de 4 kWp em regime bonificado, em Famalicão.

Payback descontado

É o *payback*, com os fluxos de capital actualizados por uma taxa de custo ou desconto de capital; ou seja, por definição, verifica-se:

$$CFD = CF/(1+i)^{n\,(4)} \qquad (12.7)$$

Onde: i é a taxa de desconto de capital; e n, o período ou ano considerado.

	A	B	C	D	E	F	G
1	Ano	Tv (€/kWh)	E_{FV} (kWh)	E_{poup}/FS (€)	E_V/FE (€)	*CF* (€)	*CF*A (€)
2	0	0,65	0	= 17468,67 + 450 + 287,06	0	= E2-D2	= F2
3	1	0,65	5594,444	442,7682	= (B3 * C3) + 796	= E3-D3	= G2+F3
4	2	0,65	5594,444	442,7682	=B4*C4	= E4-D4	= G3+F4
5	3	0,65	5594,444	442,7682	=B5*C5	= E5-D5	= G4+F5
6	4	0,65	5594,444	442,7682	=B6*C6	= E6-D6	= G5+F6
7	5	0,65	5594,444	442,7682	=B7*C7	= E7-D7	= G6+F7
8	6	0,41	5594,444	442,7682	=B8*C8	= E8-D8	= G7+F8
9	7	0,35	5594,444	442,7682	=B9*C9	= E9-D9	= G8+F9
10	8	0,29	5594,444	442,7682	=B10*C10	= E10-D10	= G9+F10
11	9	0,23	5594,444	442,7682	=B11*C11	= E11-D11	= G10+F11
12	10	0,18	5594,444	442,7682	=B12*C12	= E12-D12	= G11+F12
13	11	0,13	5594,444	442,7682	=B13*C13	= E13-D13	= G12+F13
14	12	0,1285	5594,444	442,7682	=B14*C14	= E14-D14	= G13+F14
15	13	0,1285	5594,444	442,7682	=B15*C15	= E15-D15	= G14+F15
16	14	0,1285	5594,444	442,7682	=B16*C16	= E16-D16	= G15+F16
17	15	0,1285	5594,444	442,7682	=B17*C17	= E17-D17	= G16+F17
18	16	0,1285	5594,444	442,7682	=B18*C18	= E18-D18	= G17+F18
19	17	0,1285	5594,444	442,7682	=B19*C19	= E19-D19	= G18+F19
20	18	0,1285	5594,444	442,7682	=B20*C20	= E20-D20	= G19+F20
21	19	0,1285	5594,444	442,7682	=B21*C21	= E21-D21	= G20+F21
22	20	0,1285	5594,444	442,7682	=B22*C22	= E22-D22	= G21+F22
23							
24	Payback (anos)	= 5+(-G7/F8)					
25	Receita bruta (€)	= SOMA(G22)		Receita real (€)	= 7250 * (1-0,1358)+(B25-7250)*(1-0,2408)		

Tabela 12.1b *Payback* do investimento num sistema FV de 4 kWp em regime bonificado, em Famalicão (fórmulas).

Considere-se que o investimento no sistema FV dependente em questão possui uma taxa de desconto de capital anual de 10%, ao longo dos 20 anos do investimento, uma vez que o sector energético é um sector primário de afectação económica, isto é, possui variações quase constantes [(4)]. Supondo-se que os restantes parâmetros permanecem constantes, o investimento não possui prazo de recuperação; pois, como é possível verificar na tabela 12.2, o valor do *cash-flow* acumulado ao longo dos 20 anos é negativo.

Aplicação do valor actual líquido (VAL)

O valor actual líquido (VAL) ou *NPV* (*Net Present Value*) define-se como a soma do valor actualizado – ou descontado – dos fluxos de capital previsionais, tendo em conta a taxa de custo de capital. Por definição, para uma taxa de custo de capital constante, o VAL é determinado a partir da expressão:

$$\text{VAL} = [CF_0/(1 + \text{i})^0] + [CF_1/(1 + \text{i})^1] + \ldots + [CF_N/(1 + \text{i})^N] \ ^{(4)} \qquad (12.8)$$

Ou ainda:

$$VAL = CFD_0 + CFD_1 + \ldots + CFD_N = \Sigma\ CFDA \qquad (12.9)$$

Portanto, o VAL de um projecto de investimento possui o mesmo valor que o seu *CF* descontado acumulado (*CF*DA). Com base no sinal do valor do VAL – e como regra geral –, devem ser tomadas as seguintes decisões: - VAL > 0: o projecto/investimento deve ser aceite; - VAL < 0: o projecto/investimento deve ser rejeitado; - Caso existam dois projectos/investimentos, A e B: se VAL A > VAL B, o projecto/investimento B deve ser preterido, e vice-versa.

Com base nos valores da tabela 12.2 e na expressão de definição do VAL, o investimento num sistema FV em regime bonificado terá o seguinte VAL: VAL = Σ *CF*DA = -1769 < 0. Portanto, para um período de 20 anos e uma taxa de desconto de capital de 10% o investimento deve ser rejeitado.

Aplicação da taxa interna de retorno (TIR)

A taxa interna de retorno representa a taxa de custo de capital que anula o valor do VAL, isto é:

$$VAL = [CF_0/(1+ TIR)^0] + CF_1/(1+TIR)^1 + \ldots + CF_N/(1+ TIR)^N] = 0 \ ^{(4)} \qquad (12.10)$$

Uma vez que o horizontal temporal é inflexível, ou seja, o prazo de vida – estimado – dos componentes do sistema FV dependente não pode – nem deve – ser alternado, a taxa de custo de capital – a que corresponde a TIR – é única variável que pode ser alterada, com o objectivo de determinar as condições em que o investimento no sistema FV pode – eventualmente – ser aceite. Partindo da sua expressão de definição – representada pela equação 12.8 –, observa-se que o VAL possui uma relação de proporcionalidade inversa com a taxa de capital, isto é, quanto maior for o VAL, menor será a taxa de custo de capital. Portanto, para obter um VAL positivo, a taxa de custo de capital deve ser reduzida. Considerando uma taxa de custo de capital de 5%, ao longo dos 20 anos – conforme pode-se verificar a partir dos valores do anexo K – um VAL de 1840 €.

Quer isto dizer que, algures, num ponto qualquer entre a taxa de custo de capital de 5% e a taxa de custo de capital de 10%, existe um valor para a taxa de custo de capital, para o qual o valor do VAL é nulo.

	A	B	C	D	E	F
3	1	10%	1,1	3990	3627,273	-14578,457
4	2	10%	1,21	3194	2639,669	-11938,788
5	3	10%	1,331	3194	2399,699	-9539,088
6	4	10%	1,464	3194	2181,545	-7357,543
7	5	10%	1,611	3194	1983,223	-5374,321
8	6	10%	1,772	1851	1044,841	-4329,479
9	7	10%	1,949	1515	777,435	-3552,045
10	8	10%	2,144	1180	550,479	-3001,566
11	9	10%	2,358	844	357,938	-2643,628
12	10	10%	2,594	564	217,446	-2426,181
13	11	10%	2,853	285	99,891	-2326,291
14	12	10%	3,138	276	87,942	-2238,349
15	13	10%	3,452	276	79,947	-2158,401
16	14	10%	3,797	276	72,679	-2085,722
17	15	10%	4,177	276	66,072	-2019,650
18	16	10%	4,595	276	60,066	-1959,584
19	17	10%	5,054	276	54,605	-1904,979
20	18	10%	5,560	276	49,641	-1855,338
21	19	10%	6,116	276	45,128	-1810,210
22	20	10%	6,727	276	41,026	-1769,184
23						
24	Payback	Não possui				
25	VAL	-1769				

Tabela 12.2 *Payback* descontado do investimento num sistema FV de 4 kWp em regime bonificado, em Famalicão, para um período de 20 anos e uma taxa de actualização de 10%.

Por interpolação linear entre a taxa de capital de 10% e o seu correspondente VAL, e a taxa de 5% e – também – o seu VAL correspondente obtém-se – analiticamente – o seguinte:

$$10\% \rightarrow -1769$$

$$TIR \rightarrow 0$$

$$5\% \rightarrow 1840 \qquad (12.11)$$

e, portanto:

$$(10\% - 5\%) \equiv (-1769 - 1840)$$

$$(10\% - TIR) \equiv (-1769 - 0). \qquad (12.12)$$

De que resulta – através de sistema cruzado –: $-1769 \times (-5\%) = -3609 \times (10\% - TIR)$; donde: $88{,}45 = 360{,}9 - 3609TIR$, e TIR = 7,6%. Ou seja, para que o investimento no sistema FV dependente em regime bonificado possa ter retorno financeiro – num horizonte temporal de 20 anos e supondo-se variações constantes no preço de electricidade –, deve ser considerada uma taxa de custo de capital menor que 7,6%. De facto, para uma taxa de custo de capital de 7% – por exemplo –: VAL = 206,37 € > 0.

Aplicação de um gerador eólico para compor um sistema FV híbrido

No anexo F apresenta-se uma proposta de um sistema FV híbrido para o regime bonificado. Com base nas características deste sistema, e na disponibilidade ventosa de Famalicão – vista no capítulo anterior – verificam-se os seguintes resultados: E_{FV} = 3560 kWh/ano × (0,95/0,90) = 3758 kWh/ano, $E_E = 0{,}144 \times (2{,}50)^2 \times (4, 99)^3 \times 20 \times 365$ = 817 kWh/ano, e $E_{HÍBRIDO} = E_{FV} + E_{EE}$ = 4575 kWh/ano.

Portanto, o sistema FV híbrido produz aproximadamente menos 22,3 % de energia que o sistema FV simples e, uma vez que possui um custo total de 18447,68 €, que é superior ao custo do sistema FV simples, e uma taxa de venda em regime bonificado de 0,4999 €/kWh, que é inferior à taxa de venda do sistema FV simples em aproximadamente 76%, pode-se afirmar que, para a aplicação de sistemas FVs de acordo com as tarifas fixadas pelo DL nº 363/2007, de 2 de Novembro, na região de Famalicão e do Minho, os sistemas FVs simples são mais competitivos – em termos económicos – que os híbridos.

12.3 Viabilidade económica dos sistemas FVs independentes

O estudo e análise da viabilidade económica da aplicação de sistemas FVs independentes, através da utilização directa dos critérios de avaliação de investimentos, podem ser considerados como muito simplistas, pois o consumidor não produz directamente capital ou dinheiro com a sua aplicação; contudo, caso este consiga poupar

dinheiro durante o tempo de vida dos sistemas FVs, ou seja, durante o período de validade do investimento, pode-se dizer que o investimento possui viabilidade económica, uma vez que, para que haja poupança num investimento, as receitas directas ou indirectas do mesmo têm necessariamente de cobrir os seus custos globais [(4)].

Para este estudo, será utilizado como objecto: a moradia do estudante angolano definida anteriormente, e um sistema FV independente simples, com uma potência eléctrica equivalente de 3,68 kW.

12.3.1 Quantidades de energia produzidas pelo sistema FV

Sabe-se que o gerador FV produz uma energia anual de 5594 kWh/ano ou 15,3 kWh/dia, e que o consumo energético máximo ($E_{C(MAX)}$) é de 10167 Wh/dia. Então, com base nas expressões definidas no capítulo anterior, tem-se:

$$C_{60} = (2 \times 10167 \text{ Wh/dia} \times 2{,}5 \text{ dias})/48 \text{ V} = 1059 \text{ Ah} \qquad (12.13)$$

Portanto, para um conjunto de baterias com uma tensão de 48 V podem ser utilizadas 24 baterias 8 *OPzS* Hoppecke 800, cujas propriedades se encontram representadas no anexo F; pois, conforme se pode verificar neste anexo: para uma descarga de 50 horas, as baterias possuem uma capacidade superior a capacidade de descarga necessária, ou seja, C_{50} (8 *OpzS Hoppecke* 800) = 1145 Ah > C_{60} = 1059 Ah. Considerando uma autonomia máxima, tem-se que, C_{100} = 1220 Ah; então, as baterias disponibilizarão e fornecerão – diariamente – as seguintes quantidades energéticas:

$$E_{DB} = [(1220 \text{ Ah} \times 48 \text{ V})/100 \text{ horas} \times (24 \text{ horas}/1 \text{ dia})] = 14 \text{ kWh/dia} \qquad (12.14)$$

E uma vez que os geradores FVs funcionam eficientemente, em Famalicão, durante um período médio de 8 horas:

$$E_B = (16/24) \times E_{DB} \qquad (12.15)$$

Ou, $E_{BR} = 0{,}95 \times E_B$ = 8,9 kWh/dia, disponíveis para rede eléctrica doméstica; contudo, a quantidade energética que efectivamente será extraída das baterias, depende apenas do consumo registado no período nocturno – ou de passividade do gerador FV –, isto é:

$$E_{EB} = E_{C(NOCTURNO)} = 0{,}70 \times 7{,}561 \text{ kWh/dia} = 5{,}3 \text{ kWh/dia} \quad (12.16)$$

Tal quantidade poderá ser suportada pelo gerador FV – durante o seu período de funcionamento –, uma vez que este pode produzir uma quantidade energética diária de 15,3 kWh; que é um valor que supera em mais de 30% a quantidade energética que as baterias disponibilizam para rede eléctrica doméstica, que por sua vez corresponde a menos de 60 % da capacidade inicial das baterias; e nestas condições – como foi possível ver no capítulo 7 –, as baterias precisarão de aproximadamente 6 horas – em média – para reporem a sua carga extraída. Então, o sistema FV produzirá a seguinte quantidade energética:

$$E_{FVT} = E_{FV} + E_{BR}$$

E_{FV} = (2/8) × 15,3 kWh/dia + [(6/8) × (15,3 kWh/dia – 8,9 kWh/dia)] = 8,6 kWh/dia

$$E_{FVT} = 17{,}5 \text{ kWh/dia} = 6388 \text{ kWh/ano.} \quad (12.17)$$

Porém, como foi possível ver em capítulos anteriores, os sistemas FVs com baterias perdem entre 15 a 30% da sua energia produzida – ou seja 22,5%, em média –, para poderem manter a carga das baterias num nível óptimo. Assim sendo, verifica-se:

$$E_{FVT22,5\%} = [6388 – (6388 \times 0{,}225)] = 4951 \text{ kWh/ano} \quad (12.18)$$

Esta última expressão indica que o consumidor terá um excedente energético de 2191 kWh em relação ao seu consumo médio; contudo, terá a possibilidade de ligar simultaneamente várias cargas, sem sobrecarregar o sistema FV no período de maior consumo energético.

12.3.2 Viabilidade económica (poupança) do sistema

Considere-se para efeitos de cálculo que a moradia do consumidor possui um comprimento de uso partilhado de 100 m, e um comprimento de uso exclusivo de 50 m, que por sua vez possui custos directos de 1100 € [(6)]; sendo ambas instalações subterrâneas. Com base nos dados do anexo D, uma nova ligação à rede eléctrica pública – com a mesma potência contratada da moradia em estudo – teria os seguintes custos:

Encargos exclusivos = 30/50 × 1100 € = 660 €

Encargos partilhados = 17,48 €/m × [100 + (50 – 30)] m = 2097, 6 €

Encargos com o reforço da rede = 0,174 € × $3,45^2$ = 2,07 €

Custo total dos encargos = 660 + 2097,6 +2,07 = 2459,67 €. [6] (12.19)

Com base no valor da expressão 12.18, e recorrendo às expressões 12.3 e 12.4 – para um período de 20 anos –, são obtidos os seguintes resultados: $E_{PAGA(20\ anos)}$ = 14768 €, e:

Custo total de ligação = 2459,67 € +14768 € = 17228 € (12.20)

Comparando o valor da última expressão com o valor do custo total estimado do sistema FV independente – que se encontra representado no anexo G –, que é de 34133,06 €, chega-se à conclusão que a ligação à rede eléctrica apresenta-se como a melhor alternativa, pois permite ao consumidor poupar 16905 €. O que confirma o que foi dito nos capítulos iniciais desta dissertação, em relação à pouca competitividade dos sistemas FVs independentes para instalações situadas a menos de meio quilómetro das instalações da rede eléctrica pública.

Aplicação de um gerador eólico

A aplicação de um gerador eólico oferece a possibilidade de redução do custo elevado do sistema FV, resultante da existência de um banco dispendioso de baterias; no entanto, como foi possível verificar no capítulo anterior, os aerogeradores não garantem autonomia total à rede eléctrica doméstica, uma vez que o vento regista – ainda que poucas vezes – velocidades inferiores a 3 m/s durante aproximadamente 10 horas globais diárias, na região de Famalicão. Portanto, a aplicação de baterias para os sistemas FVs independentes é sempre necessária; porém, a inclusão de um gerador eólico permite instalar baterias de menor capacidade e, consequentemente, menos dispendiosas. Para uma autonomia de 10 horas, as baterias teriam de ter a seguinte capacidade:

C_{10} = (2 × 10167 Wh/dia × (10/24) dia)/48 V = 176,5 Ah (12.21)

Esta capacidade permite que as baterias produzam 8,47 kWh/dia, que é uma quantidade superior ao consumo energético diário de 7,56 kWh; e assim sendo, o conjunto de 24 baterias *Hoppecke* 8 *OPzS* 800, que tem um custo total de 14260,78 € [(7)], pode ser substituído por um conjunto de 24 baterias *Hoppecke* 4 *OPzS* 200, com um custo estimado de 5203,78 € [(7)]. Desta substituição resulta uma diferença de 9065 €, que é um valor superior ao custo total do sistema eólico, estimado em 4423,61 €. Portanto, consegue-se economizar com a aplicação do sistema eólico, mas durante um período aproximado de 10 horas, a rede eléctrica doméstica terá uma menor potência eléctrica disponível.

12.4 Simulação de aplicações de sistemas FV em Angola

Serão utilizados como objectos destes estudos, as moradias que o mesmo estudante angolano e um dos seus parentes possuem em Angola, que de acordo com uma análise efectuada por eles sobre as facturas do último ano, apresentam as seguintes características: 1- Moradia do estudante em Angola: - Consumo energético anual médio de 365 kWh/mês ou 12 kWh/dia, e consumo energético máximo de 483 kWh/mês ou 16,1 kWh/dia; - Tarifa de potência contratada doméstica de 3,3 kW; - Potência de ligação (contratada) de 9,6 kW; - Consumo energético médio anual de 1098,6 kWh/mês ou 36,118 kWh/dia, e consumo energético máximo mensal de 1525 kWh ou 50,83 kWh/dia. Verificaram ainda que, aproximadamente 60% de ambos os consumos se registam durante o período nocturno.

Quantidades energéticas produzidas pelos sistemas FVs dependentes simples

De acordo com anexo E, o sistema FV produz – em Luanda e no Huambo – as seguintes quantidades energéticas: E_{FV} (Luanda) = (0,95/0,9) × 6540 kWh/ano = 6903 kWh/ano = 18,9 kWh/dia; E_{FV} (Huambo) = (0,95/0,9) × 7370 kWh/ano = 7779 kWh/ano = 21,3 kWh/dia. Estes valores foram calculados com base numa factor total de perdas energéticas de 22,9% e em geradores FVs de película fina – com uma potência equivalente aos geradores FVs cristalinos – pois, como foi possível ver no capítulo 6 desta dissertação, os módulos FVs de película fina – devido à sua capacidade de suportar grandes cargas térmicas – são muito mais adequados para as aplicações em regiões quentes.

12.4.1 Aplicação do sistema FV dependente simples em Angola

Custo do sistemas FV dependente simples em Angola

Com base nos custos do frete marítimo e seguro do transporte marítimo, e no valor das taxas aduaneiras praticadas em Angola, que encontram-se representados no anexo H, e tendo em conta que, nem a Vimasol, nem a Revez-Solar fazem parte da rede comercial de reembolso de IVA ou *VAT refund* (8), os sistemas FVs terão os seguintes custos, equivalentes, em euros:

Va = valor facturado do sistema FV + frete marítimo + seguro = 17468, 67 + 2630 € = 20098 € (12.22)

Com base na pauta aduaneira de Angola, actualizada em Janeiro de 2010, sabe-se que os componentes e equipamentos electro-electrónicos genéricos não são sobretaxados, nem estão sujeitos ao imposto de consumo – conforme pode-se verificar no anexo H –, ou seja; Ta = 0; I.C = 0; ST = 0, e:

$$E = 2\%Va$$

$$I.S = 0{,}5\%Va$$

$$Da = Ta + I.C + E + I.S + ST = 2{,}5\%Va. \quad (12.23)$$

Com base na última expressão, obtém-se:

$$\text{Custo Transporte} = Da + Va = 20098\ € + 502{,}45\ € = 20600\ € \quad (12.24)$$

Adicionado à esta expressão, os valores dos custos – equivalentes em euros – da extensão de instalação e registo do sistema FV; e tendo em conta que as moradias do estudante angolano e do seu parente ficam situadas à uma distância máxima – percorrida por estrada – de aproximadamente 10 km em relação ao porto de Luanda, e aproximadamente 280 km (9), desde o porto do Lobito até a cidade do Huambo; o sistema FV terá os seguintes custos totais associados em Angola:

Custo Sistema FV (Luanda) = 20600 € + 450 € + 287,06 + [(10 km × 2,5 €/km) + 35 €] = 21397 €

Custo Sistema FV (Huambo) = 20600 € + 450 € + 287,06 + [(280 km × 2,5 €/ km) + 35 €] = 22072. (12.25)

Análise de viabilidade económica

Não se dispõe de dados suficientes para a realização de uma análise de viabilidade económica do sistema FV dependente, mas com base nos custos totais dos sistemas FVs de 3,68 kW e no preço base – equivalente em euros – do kWh, que é de aproximadamente 0,029 €, prevê-se que dificilmente um investimento neste sistema FV dependente possa ser rentável; todavia, como foi dito nos capítulos introdutórios desta dissertação, estas duas cidades – à semelhança da maioria, senão todas cidades de Angola – registam muitas falhas eléctricas e, como tal, uma boa parte dos seus cidadãos possui geradores eléctricos como fonte de energia eléctrica alternativa à rede eléctrica pública; neste contexto, a viabilidade dos sistemas FVs – dependentes e independentes – pode ser analisada, indirectamente, através de um estudo comparativo com o investimento em geradores eléctricos – que se encontram representados no anexo H.

12.4.2 Sistemas FVs vs geradores eléctricos em termos de viabilidade económica

Os sistemas FVs independentes propostos de 3,68 kWp/4050 Wp e 9,6 kW/10080 Wp, que se encontram representados no anexo F servem perfeitamente para as análises comparativas dos sistemas FVs – dependentes e independentes –, pois estão munidos de um inversor SMA *SB* de ligação à rede eléctrica pública ou dependente, e ainda um conjunto de baterias e um inversor independente SMA *SI* bastante robusto, que também funciona eficientemente como regulador ou carregador de carga das baterias.

Custo dos sistemas FVs com baterias

Com base nos dados do anexo H, e recorrendo às expressões desenvolvidas no ponto anterior, obtém-se o seguinte:

a) Sistema FV (4050 Wp):

Va_1 = [(32396,83 € - 14260,78 €) + 2630 €] =20743 €; Ta = 0; I.C = 0; E = 2%Va_1; I.S = 0,5%Va_1; ST = 0; Da_1 = 2,5%Va_1 = 518,58 €; Custo Transporte1 = Da_1 + Va_1 = 20743 € + 518,58 € = 21262 €; Va_2 = 14260,78 € + 2630 € = 16891 €; Ta = 5%Va_2; I.C = 10%Va_2; E = 2%Va_2; I.S = 0,5%Va_2; ST = 0; Da_2 = 17,5%Va_2 = 2955,92 €; Custo Transporte2 = Da_2 + Va_2 = 19847 €; e portanto, Custo Total Transporte = Custo Transporte1 + Custo Transporte2 = 41103 €. Então, com base na expressão 12.25, vem:

Custo Total (Luanda) = Custo Sistema FV (Luanda) + Custo Total Transporte = 43900 €

Custo Total (Huambo) = Custo Sistema FV (Huambo) + Custo Total Transporte = 44575 €. (12.26)

b) Sistema FV (10080 Wp)

Utilizando o procedimento anterior, vem: Va_1 = [(70425,73 € - 19483,55 €) + 2555 € + 180 €] = 53677,18, e Da_1 = 2,5%Va = 1341,93 €; Custo Transporte1 = 55019 €; Va_2 = 22218,55, e Da_2 = 17,5%Va_2 = 3888,25 €; Custo Transporte2 = 26107 €; Custo Total Transporte = 79784 €; e portanto: Custo Total (Luanda) = 83081 €, e Custo Sistema FV (Huambo) = 83756 €.

Sistemas dependentes

Nestes sistemas, ao realizar o estudo comparativo deve-se ter em conta que apesar das cidades de Luanda e Huambo registarem regularmente falhas de energia eléctrica, as mesmas registam-se – ao longo do ano – durante um período médio inferior a 24 horas.

Potência nominal ≤ 5 kW

Tenha-se como exemplo prático: o gerador eléctrico de marca Honda que encontra-se representado no anexo H. Segundo os dados destes anexo, o gerador possui uma potência nominal de 4,3 kW, um consumo de combustível de 2,61 L/h, e um custo estimado – equivalente em euros – de aproximadamente 3062,38 €, já com os custos de instalação e montagem e IVA/I.C incluídos, e um custo de manutenção anual de 188,12 €. Com base no consumo energético máximo da moradia do estudante angolano em Angola, que é de 16100 Wh/dia e nas definições do capítulo anterior, tem-se:

$$C_{36} = (1{,}5 \text{ dias} \times 2 \times 16100 \text{ Wh/dia})/48 \text{ V} = 1006 \text{ Ah} \quad (12.27)$$

E do anexo F: C_{24}(8 *OpzS Hoppecke* 800) = 1063 Ah > C_{36} = 1006 Ah. Portanto, o tipo de bateria ajusta-se ao consumo energético da moradia. Considerando a autonomia máxima das baterias, que é de 4 dias ou 100 horas, a energia total disponível nas baterias será de 14 kWh/dia; e uma vez que a intensidade de radiação solar regista valores consideráveis

durante um período médio aproximado de 10 horas [9], significa que as baterias de um sistema FV – em Luanda e Huambo – têm de funcionar em média durante 14 horas; logo, verifica-se:

$$E_{DB} = 14 \text{ kWh/dia}$$

$$E_B = (14/24) \times 14 \text{ kWh/dia} = 8{,}16 \text{ kWh/dia}$$

$$E_{BR} = 0{,}95 \times 8{,}16 \text{ kWh/dia} = 7{,}8 \text{ kWh/dia}$$

$$E_{EB} = 0{,}6 \times 12 \text{ kWh/dia} = 6 \text{ kWh/dia.} \quad (12.28)$$

A quantidade indicada na última equação da expressão 12.28 poderá ser suportada pelo gerador FV durante o seu período de funcionamento, uma vez que o mesmo pode produzir uma quantidade energética diária de 18,9 kWh/dia; e uma vez que $E_{BR}/C_{100} \leq 60\%$ e $E_{GFV} > 30\% E_{BR}$, o sistema FV produzirá as seguintes quantidades energéticas:

E_{FV} (Luanda) = (4/10) × 18,9 kWh/dia + [(6/10) × (18,9 kWh/dia – 7,8 kWh/dia)] = 14,2 kWh/dia

E_{FVT} (Luanda) = 22 kWh/dia, e $E_{FVT22,5\%}$ (Luanda) = 17 kWh/dia = 6205 kWh/ano

E_{FV} (Huambo) = (4/10) × 21,3 kWh/dia) + [(6/10) × (21,3 kWh/dia – 7,8 kWh)] = 16,6 kWh/dia

E_{FVT} (Huambo) = 24,4 kWh/dia, e $E_{FVT22,5\%}$ (Huambo) = 18,9 kWh/dia = 6908 kWh/ano. (12.29)

Aplicação do sistema FV em Luanda

Uma vez que o gerador possui uma potência nominal de 4,3 kW, para produzir a mesma quantidade energética do sistema FV deverá funcionar – aproximadamente – durante o seguinte período:

$$T_{GE} = E_{FV}/4{,}3 \text{ kW} = 3{,}96 \text{ h/dia} = 1445 \text{ h/ano} \quad (12.30)$$

Então, anualmente, o gerador eléctrico consumirá a seguinte quantidade de combustível:

$$V_{GAS} = 1449 \text{ h/ano} \times 2{,}61 \text{ L/h} = 3771 \text{ L/ano} \quad (12.31)$$

Do anexo H sabe-se que custo equivalente em euros do litro de gasolina em Angola é de 0,35 €; então, anualmente, serão verificados os seguintes custos:

$$C_{GAS} = 3771 \text{ L/ano} \times 0{,}35 \text{ €/L} = 1320 \text{ €}$$

$$C_{(G.E)} = [3062{,}38 \text{ €} + ((1320 \text{ €} + 188{,}12 \text{ €}) \times 20)] = 33225 \text{ €} \quad (12.32)$$

Aplicando as tarifas de electricidade praticadas em Angola – que se encontram representadas no anexo H – nas expressões 12.3 e 12.4, tem-se – ao longo dos 20 anos, e para garantir a autonomia energética da rede eléctrica doméstica moradia –:

$$E_C \text{ (Luanda)} = 20{,}03 \text{ horas} \times (12 \text{ kWh/24 horas}) = 10 \text{ kWh/dia} = 3650 \text{ kWh/ano} \quad (12.33)$$

Portanto, $E_{PAGA\ (20\ ANOS)} = 2271$ €.

Isto é, a utilização do gerador eléctrico acarretará um custo total de, $C_{TOTAL\ (G.E)}$ (Luanda) = 35496 €; e uma vez que o sistema FV de 4 kWp possui – em Luanda – um custo estimado de 43900 €, o gerador eléctrico apresenta-se como uma alternativa mais viável.

Aplicação do sistema FV no Huambo

Utilizando o mesmo procedimento: - $V_{GAS} = 4194$ L/ano; - $C_{GAS} = 1468$ €; $C_{(G.E)} = 36179$ €; $E_{PAGA\ (20\ ANOS)} = 2226$ €, e $C_{TOTAL\ (G.E)}$ (Huambo) = 38406 €. Portanto, uma vez que o sistema FV possui – no Huambo – um custo estimado de 44575 €, o gerador eléctrico também apresenta-se como uma solução mais viável, pois permite ao consumidor poupar aproximadamente 6000 €.

Potência nominal > 5 kW

Nos anexos H e I apresentam-se propostas de um sistema FV de 10,08 kW e um gerador eléctrico de 10,7 kW de marca *Perkins* – a gasóleo – com um consumo de combustível de 4,1 L/h, que servirão de objectos para esta análise.

Um sistema FV com 10,08 kW produz em Luanda uma quantidade energética de 48,09 kWh/dia ou 17553 kWh/ano; e no Huambo, uma quantidade de 54,564 kWh/dia ou 19916 kWh/ano. Com base nos dados do anexo F, e uma vez que a moradia do parente do estudante angolano possui um consumo energético máximo de 50830 Wh, tem-se:

$$C_{36} = (1{,}5 \text{ dias} \times 2 \times 50830 \text{ Wh/dia})/96 \text{ V} = 1588{,}44 \text{ Ah} < C_{24} \text{ (12 } \textit{OpzS Hoppecke} \text{ 1220)} = 1591 \text{ Ah} \quad (12.34)$$

Para uma autonomia máxima, verifica-se: C_{100} = 58,88 kWh/dia; e logo: E_B = 34,36 kWh/dia, E_{BR} = 32,64, e E_{EB} = 36,118 × 0,6 = 22 kWh/dia. Com base nas expressões e análises anteriores, obtém-se: E_{FV} (Luanda) = 28,5 kWh/dia, E_{FVT} (Luanda) = 61 kWh/dia, e $E_{FVT22,5\%}$ (Luanda) = 47,3 kWh/dia = 17296 kWh/ano; E_{FV} (Huambo) = 34,98 kWh/dia, E_{FVT} (Huambo) = 68 kWh/dia, e $E_{FVT22,5\%}$ (Huambo) = 52 kWh/dia = 18980 kWh/ano. Então, com nos dados do anexo H, vem:

Aplicação do sistema FV dependente, com baterias, em Luanda

$$V_{DIESEL} = 6627 \text{ L/ano; e } C_{DIESEL} = 6627 \text{ L/ano} \times 0{,}254 \text{ €/L} = 1683 \text{ €}$$

$$C_{(G.E)} = [8224{,}69 + ((1683 + 354{,}36) \times 20)] = 48972 \text{ €}. \quad (12.35)$$

Portanto: E_C (Luanda) = 10750 kWh/ano, $E_{PAGA\ (20\ ANOS)}$ = 8840 €, e $C_{TOTAL\ (G.E)}$ (Luanda) = 57818 €.

Tendo em conta que o sistema FV possui um custo total estimado de 83081 €, com o recurso ao gerador eléctrico o consumidor poupa aproximadamente 25000 € e, portanto, é uma alternativa energética economicamente mais viável.

Aplicação do sistema FV dependente, com baterias, no Huambo

Utilizando o mesmo procedimento: V_{DIESEL} = 7329 L/ano, C_{DIESEL} = 1862 €, $C_{(G.E)}$ = 52546; $E_{C(20\ ANOS)}$ (Huambo) = 10493 kWh/ano, $E_{PAGA(20\ ANOS)}$ = 8632 €, e $C_{TOTAL(G.E)}$ = 61177 €. Da mesma forma, uma vez que o sistema FV possui um custo estimado de 83756 €, o gerador eléctrico também apresenta-se como a melhor solução energética, pois permite ao consumidor poupar aproximadamente 22000 €. Portanto, para aplicações dependentes

em Angola, os sistemas FVs de potência eléctrica igual ou superior a 10 kW são menos competitivos – em termos económicos/financeiros – que os geradores eléctricos.

Nas análises feitas acima foram ignoradas as possíveis flutuações dos preços de electricidade e combustível. E elas demonstram claramente que, caso não se verifiquem subidas exageradas nos preços dos combustíveis, os geradores eléctricos são – de longe – a melhor alternativa à rede eléctrica pública para aplicações de média-grande escala ($P > 5$ kW) em Angola – nas cidades do Huambo e Luanda – comparativamente aos sistemas FVs.

Sistemas FVs vs geradores eléctricos, em aplicações independentes

Para aplicações independentes, para além da quantidade energética produzida, deve-se também tomar como critério de comparação – que aliás é o critério mais determinante nos sistemas FVs (energéticos) independentes –, o período de autonomia que cada sistema eléctrico pode proporcionar à rede eléctrica doméstica da moradia, isto é, qual o custo associado à utilização de um gerador eléctrico, nas cidades de Luanda e Huambo, para poder garantir à rede eléctrica doméstica da moradia em estudo, a mesma autonomia eléctrica que os sistemas FVs podem garantir. Como foi possível ver nas análises acima, os sistemas FVs independentes propostos possuem conjuntos de baterias que garantem o fornecimento diário contínuo de energia às redes eléctricas domésticas das moradias em estudo, com uma extracção de apenas 50% da sua carga total ou capacidade e, consequentemente, para poder fornecer a mesma autonomia energética, os geradores deverão funcionar durante 24 horas diárias, com os seguintes custos globais:

Gerador com $P_{NOM} \leq 5$ kW:

$$V_{GÁS} = 24 \text{ h} \times 2{,}61 \text{ L/h} \times (365 \text{ dias}/1 \text{ ano}) = 22864 \text{ L/ano} \qquad (12.36)$$

E consequentemente: $C_{GÁS} = 8002$ €, e $C_{TOTAL\ (G.E)} = 166{,}9$ k€;

Gerador com $P_{NOM} > 5$ kW

Da mesma forma, vem: $V_{DIESEL} = 24 \text{ h} \times 4{,}1 \text{ L/h} \times (365 \text{ dias}/1 \text{ ano}) = 35916$ L/ano, $C_{DIESEL} = 9123$ €, e $C_{TOTAL\ (G.E)} = 197{,}8$ k€.

Portanto, para aplicações em instalações eléctricas domésticas independentes, os sistemas FVs são – de longe – a melhor solução energética, comparativamente aos geradores eléctricos.

Referências bibliográficas

1. Nogueira, Hilário Dias; Nogueira, Jaime Paulo Mota – *Manual Técnico do Instalador*, 50 kVA, Lisboa, AECOPS, 2009, págs. 5-35;
2. Minea (s/d) – *Legislação energética*, página consultada a 21.06.2010, http://www.minea.gv.ao/index.php?option=com_content&view=article&id=106&Itemid=149>;
3. Renováveis na hora (s/d) – *Regime Bonificado de Microgeração Doméstica de Sistemas Fotovoltaicos e Eólicos*, página consultada a 21.06.2010, 21.06.2010, <http://www.renovaveisnahora.pt/c/document_library/get_file?folderId=15654&name=DLFE-4403.pdf>;
4. http://www.dstrenovaveis.com/content.asp?startAt=2&categoryID=497, página consultada a 21.06.2010;
5. Mithá, Omar – *Análise de projectos de investimentos*, Lisboa, Escolar Editora, 2008, págs. 51-71;
6. http://www.cantinhodoemprego.com/index.php/legislacao/financas/irs/612-irs-2010-todas-as-informacoes-simuladores-e-tabelas.html, página consultada a 13.07.2010;
7. ERSE (s/d) – *Simulador de Potência Contratada*, página consultada a 13.07.2010,<http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/relacoescomerciais/Documents/SubRegulamenta%C3%A7%C3%A3o/20070511_Ligacoes_Subregulamentacao_Resumo.pdf>;
8. Vimasol (s/d), serviços comerciais; Revez-Solar, serviços comerciais, consultado em 22.08.2010;
9. Google (s/d) – *Distance Calculator*, página consultada a 22.08.2010, <http://www.portalsaofrancisco.com.br/alfa/angola/benguela.php; http://translate.google.com/translate?hl=pt-BR&langpair=en|pt&u=http://distancecalculator.globefeed.com/Angola_Distance_Calculator.asp>;

10. JRC (s/d) – *Photovoltaic Geographical Information System*, página consultada a 12.06.2010, http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?map=africa,

Capítulo 13

Discussão

13. Discussão

Como foi possível verificar nos estudos de casos desta dissertação, o investimento num sistema fotovoltaico dependente sujeito ao regime bonificado, em Famalicão, e segundo as exigências e requisitos estipulados no DL nº 363/2007, de 2 de Novembro apenas possui prazo de recuperação – certo – ou seja, viabilidade económica, quando analisado somente numa perspectiva individual e não empresarial, isto é, desde que não seja levado em conta o custo efectivo do capital imobilizado, ou seja, a taxa de desconto do capital. Caso contrário, para que o investimento possa ter retorno financeiro, deve ser considerada uma taxa de custo de capital menor que 7,6% – 7% por exemplo – ao longo do período máximo do investimento, que é de vinte anos.

Quanto ao investimento em sistemas FVs independentes: também foi possível ver nesta dissertação que, para instalações eléctricas domésticas que ficam situadas a menos de meio quilómetro dos pontos de abastecimentos eléctricos da rede eléctrica pública da região de Famalicão, e que não sejam de potências elevadas, a ligação à rede eléctrica pública apresenta-se como uma solução economicamente mais viável que os sistemas fotovoltaicos – quer sejam simples ou híbridos –, uma vez que possui menores custos globais ao longo do ciclo de vida dos sistemas fotovoltaicos, considerando uma oscilação mínima no preço do kWh de electricidade. Ainda sobre a aplicação dos sistemas FVs independentes na região de Famalicão, foi possível ver que a aplicação de um aerogerador de 1,2 kWp para compor um sistema FV híbrido com potência de 4 kWp permite reduzir consideravelmente os custos do sistema – sem no entanto deixar de suportar o consumo energético diário –, ainda que durante um período médio aproximado de 10 horas diárias haja uma menor potência de ligação disponível para a rede eléctrica doméstica.

Quanto à aplicação dos sistemas fotovoltaicos em Angola: uma vez que as tarifas de electricidade praticadas neste país são consideravelmente mais baixas que a tarifa média mundial, a opção pela ligação à rede eléctrica pública – sempre que existir – é a solução mais rentável em relação a qualquer outra solução energética, tanto para sistemas dependentes como independentes. Quando não existir a possibilidade de ligação à rede eléctrica pública, com base nos preços regulamentados pelos serviços aduaneiros, e nos preços dos combustíveis praticados em Angola, admitindo uma oscilação mínima dos mesmos, os geradores eléctricos apresentam-se como a solução mais competitiva, tanto na

cidade de Luanda como na cidade do Huambo, para sistemas – ou instalações eléctricas domésticas – dependentes; enquanto em sistemas – ou instalações eléctricas domésticas – independentes, os sistemas FVs apresentam-se – de longe – como a melhor alternativa à ligação da rede eléctrica pública, uma vez que garantem uma autonomia energética total às instalações/redes eléctricas domésticas, com custos globais consideravelmente menores que os geradores eléctricos na mesma condição.

13.1 Conclusões

Com base nos resultados obtidos, através das análises de viabilidade económica dos estudos de casos, pode-se concluir o seguinte:

- O investimento em sistemas FVs dependentes para regime bonificado, em Famalicão e com características técnicas segundo o estipulado no DL nº 363/2007, de 2 de Novembro – isto é, 3,68 kW de potência máxima de ligação e sem baterias – não possui prazo de recuperação, ou seja, não é economicamente/financeiramente viável;

- O investimento em sistemas FVs independentes em Famalicão, para zonas situadas a uma distância inferior a meio quilómetro da extensão da rede eléctrica é menos viável – ou seja, menos rentável – que a ligação à rede eléctrica pública;

- O investimento em sistemas FVs dependentes em Angola – nas cidades do Huambo e Luanda – é menos viável que o investimento em geradores eléctricos;

- O investimento em sistemas FVs independentes em Angola, tanto em Luanda como no Huambo, é mais viável que o investimento em geradores eléctricos.

13.2 Sugestões futuras

Dando continuidade ao estudo e investigação de energias renováveis, em particular fotovoltaica e eólica, e uma vez que Angola possui uma vasta disponibilidade de fontes ou recursos energéticos para a produção destas energias renováveis, que ainda são áreas inexploradas, sugere-se e propõe-se que sejam efectuados – num futuro próximo – os seguintes estudos:

- Dimensionamento dos sistemas FVs e todos seus componentes, análise de desempenho real dos sistemas eólicos em Famalicão e estudo da viabilidade económica dos sistemas eólicos dependentes de microgeração, segundo o DL nº 363/2007, de 2 de Novembro;

- Projecção, dimensionamento e estudo e análise do desempenho real dos geradores FVs e sistemas FVs, em todas as províncias de Angola, e determinação dos respectivos estudos de viabilidade económica;

- Projecção, dimensionamento e análise técnica e de viabilidade económica dos sistemas FVs independentes, em todas as províncias de Angola, a partir de resultados experimentais obtidos localmente nestas províncias/cidades;

- Projecção, dimensionamento, e estudo e análise do desempenho real as turbinas eólicas nas províncias/cidades do Huambo, Huíla, Cunene, Cuando-Cubango e Namibe, e respectivos estudos de viabilidade económica;

- Análise e estudos de sistemas FVs e solares de microescala, para alimentar pequenas bombas eléctricas de água e aparelhos eléctricos de primeira necessidade para as populações rurais de Angola.

Anexos

Anexo A: Capacidade instalada mundial de energia fotovoltaica e energia eólica

	Capacidade Instalada (MW)					Δa (%)			Quota (%)
Posição	País	2004	2006	2007	2008	(07-08)	(06-08)	(04-08)	2008
1	Alemanha	1044	2863	3998	5498	37,5	38,6	51,5	40,9
2	Espanha	37,4	118,2	630,2	3291,2	422	428	206	24,5
3	Japão	1132	1708,5	1918,9	2148,9	12,0	12,2	17,4	16,0
4	EUA	376	624	830,5	1172,5	41,2	37,1	32,9	8,72
5	Itália	30,7	50	120,2	458,2	281	203	96,6	3,41
6	Coreia do Sul	8,5	34,7	77,6	351,6	353	218	154	2,62
7	França	26	43,9	75,2	121,2	61,2	66,2	46,9	0,90
8	Austrália	52,3	70,3	82,5	100,5	21,8	19,6	17,7	0,75
9	**Portugal**	2,7	3,8	18,2	68,2	275	324	124	0,51
10	Holanda	49,5	52,7	54,3	55,9	2,95	2,99	3,09	0,42
11	Suíça	23,1	29,7	36,2	46,2	27,6	24,7	18,9	0,34
12	Canada	13,9	20,5	25,8	32,4	25,6	25,7	23,6	0,24
13	Austria	21,1	25,6	27,7	30,2	9,03	8,61	9,38	0,22
14	México	18,2	19,7	20,8	21,8	4,81	5,20	4,62	0,16
15	Reino Unido	8,1	14	17,9	21,4	19,6	23,6	27,5	0,16
16	Noruega	6,9	7,7	8	8,3	3,75	3,82	4,73	0,06
17	Suécia	3,9	4,8	6,2	7,9	27,4	28,3	19,3	0,06
18	Finlândia	3,7	4,1	4,4	4,9	11,4	9,32	7,28	0,0
19	Dinamarca	2,3	2,9	3,1	3,2	3,23	5,05	8,61	0,0
20	Israel	0,9	1,3	1,8	2,3	27,8	33,0	26,4	0,0
… . …	**Angola**	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
… . …	**Brasil**	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
... . …	China	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
... . …	Rússia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
... . …	Total Europa	1259,4	3220,4	4999,6	9614,9	92,3	72,8	66,2	71,5
... . …	Total Asia	1193,7	1814,9	2080,8	2603,3	25,1	19,8	21,5	19,4
... . …	Total América	408,1	664,2	877	1226,7	39,9	35,9	31,7	9,12
... . …	Total AIE SEFV	2861,2	5699,5	7957,4	13444,9	69,0	53,6	47,2	100

Tabela A-1 Top 20 mundial, em termos de capacidade instalada de energia fotovoltaica. Fonte: Adapt. AIE *SEFV/IEA PVPS, AEIFV/EPIA*

	Capacidade Instalada (MW)					Δa (%)			Quota (%)
Posição	País	2004	2006	2007	2008	(07-08)	(06-08)	(04-08)	2008
1	EUA	6750	11635	16879	25237	49,5	47,3	39,1	20,7
2	Alemanha	16649	20652	22227	23933	7,68	7,65	9,50	19,6
3	Espanha	8263	11614	14714	16543	12,4	19,3	19,0	13,5
4	China	769	2588	5875	12121	106	116	99,3	9,92
5	Índia	3000	6228	7845	9655	23,1	24,5	33,9	7,90
6	Itália	1261	2118	2721	3731	37,1	32,7	31,2	3,05
7	França	386	1585	2471	3671	48,6	52,2	75,6	3,01
8	RU	889	1967	2394	3263	36,3	28,8	38,4	2,67
9	Dinamarca	3083	3101	3088	3159	2,30	0,931	0,61	2,59
10	**Portugal**	585	1716	2150	2829	31,6	28,4	48,3	2,32
11	Canada	444	1459	1845	2371	28,5	27,5	52,0	1,94
12	Japão	991	1457	1681	2033	20,9	18,1	19,7	1,66
13	Austrália	421	796	972	1587	63,3	41,2	39,3	1,30
14	Grécia	587	862	987	1102	11,7	13,1	17,1	0,90
15	Swécia	478	571	789	1024	29,8	33,9	21,0	0,84
16	Holanda	1081	1557	1745	2222	27,3	19,5	19,7	1,82
17	Irlanda	339	748	807	1015	25,8	16,5	31,5	0,83
18	**Brasil**	31	231	392	687	75,3	72,5	117,0	0,56
19	Polónia	55	170	313	472	50,8	66,6	71,2	0,39
20	Bélgica	106	222	297	385	29,6	31,7	38,1	0,32
… . …	**Angola**	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
… . …	Total África	234	386	469	696	48,4	34,3	31,3	0,57
… . …	Euro-Ásia	34749	48651	56851	65998	16,1	16,5	17,4	54,0
… . …	A.Norte	7197	13180	18810	27940	48,5	45,6	40,4	22,9
… . …	A.Central, Sul	194	397	581	977	68,2	56,9	49,8	0,80
… . …	Médio Oriente	34	34	34	106	212	76,6	32,9	0,09
… . …	Ásia,Pacífico	5438	11591	17193	26446	53,8	51,0	48,5	21,6
… . …	**Total Mundial**	47912	74306	94005	122158	29,9	28,2	26,4	100

Tabela A-2 Top 20 mundial, em termos de capacidade instalada de energia eólica. Fonte: Adapt. *BP*

Anexo B: Propriedades das células e módulos FVs

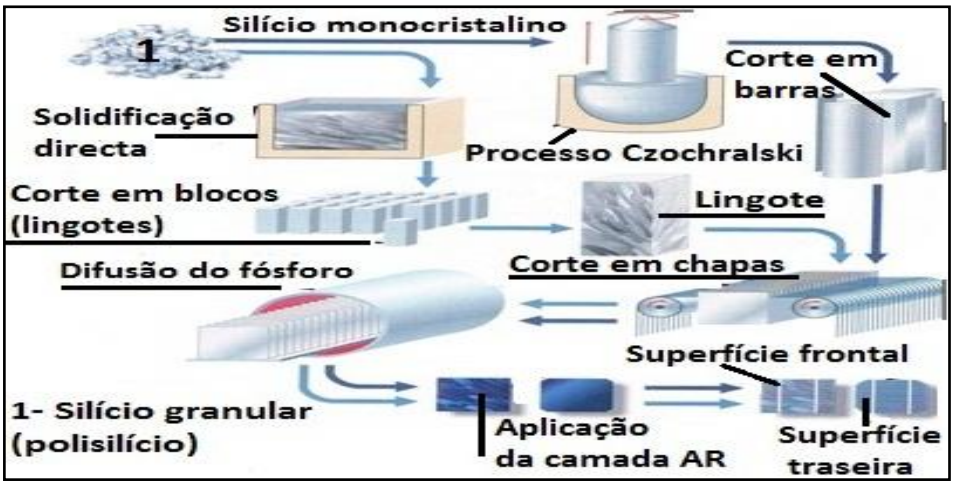

Figura B-1 Processo de fabrico das células cristalinas. Fonte: Adapt. *Earthsca*n.

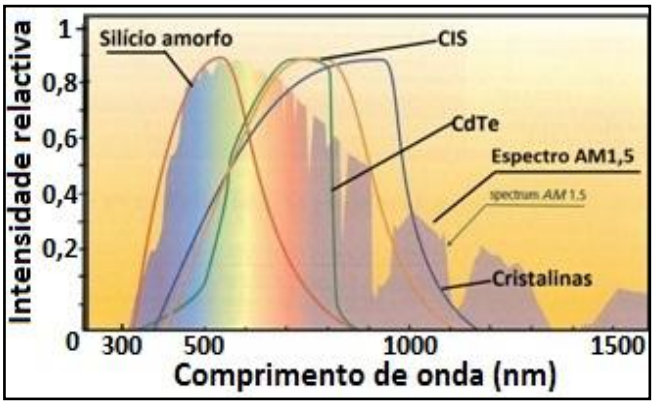

Figura B-2 Sensibilidade do espectro solar das células cristalinas e células de película fina. Fonte: Adapt. *ISET Kassel*; *Mulligan*, 2004

Tipo de célula solar	E. Celular (Lab) (%)	E. Celular (Prod) (%)	E.Modular (Prod.) (%)
Silício monocristalino	24,7	21,5	16,9
Silício policristalino	20,3	16,5	14,2
Silício de película fina	19,2	9,5	7,9
Silício amorfo[a]	13	10,5	7,5
Silício microamorfo[a]	12	10,7	9,1
CIS	19,5	14	11
CdTe	16,5	10	9
Híbrida *HIT*	21	18,5	16,8

Tabela B-1 Eficiências celulares e modulares dos diferentes tipos de células solares. Notas: a - Estado estabilizado; b- Medição com concentração solar. Fonte*: Fraunhofer ISE, University Of Suttgart, Quaschning, Photon* 2/2000

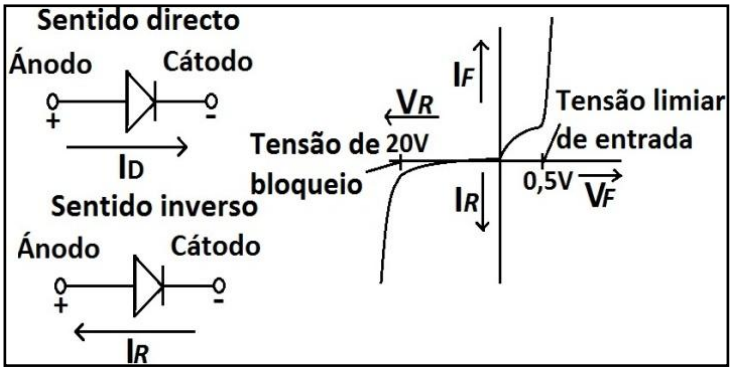

Figura B-3 Curva I-V do diodo de silício *BAY* 45. Fonte: Adapt. *Haselhuhn, R.*

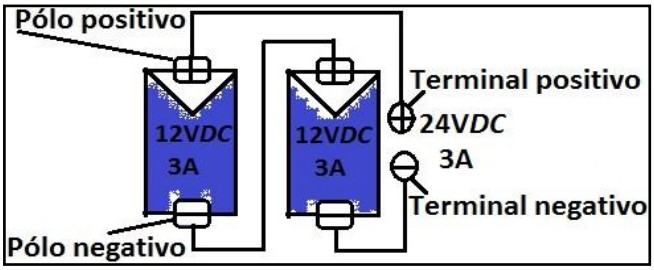

Figura B-4 Associação em série de dois módulos FVs, com 3A e 12 Vdc. Fonte: Adapt. *SEI*

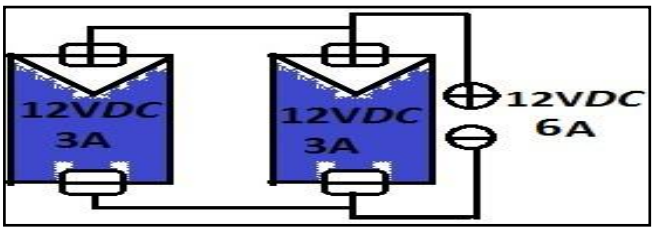

Figura B-5 Associação em paralelo de dois módulos FVs, de 3A e 12 Vdc, com o objectivo de aumentar a corrente. Fonte: Adapt. *SEI*

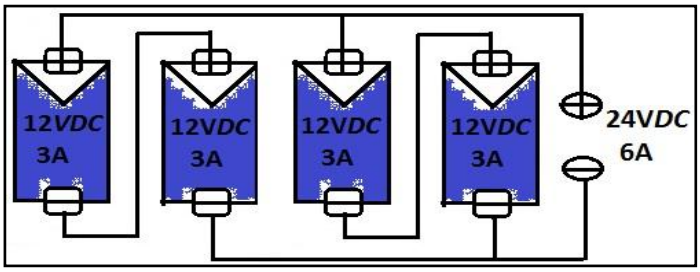

Figura B-6 Associação mista de 4 módulos FVs, de 12 Vdc e 3A, com vista aumentar a tensão e a corrente. Fonte: Adapt. *SEI*

Anexo C: Campos energéticos e produção energética dos sistemas FVs em Famalicão

Month	H_h	H_{opt}	$H(0)$	I_{opt}	T_{24h}	N_{DD}
Jan	1920	3200	1920	63	9.6	241
Feb	2540	3620	2540	54	10.4	203
Mar	4100	5180	4100	44	12.8	122
Apr	4910	5260	4910	26	13.6	125
May	6020	5860	6020	16	16.0	40
Jun	6870	6380	6870	8	19.4	4
Jul	6660	6330	6660	12	20.8	0
Aug	6270	6540	6270	23	21.2	1
Sep	4750	5700	4750	38	19.1	25
Oct	3240	4500	3240	52	16.3	88
Nov	2040	3200	2040	61	12.2	217
Dec	1520	2510	1520	64	10.0	242
Year	4240	4860	4240	34	15.1	1308

Tabela C-1 Campo energético solar da região de Famalicão. Fonte: *PVGIS*

Período de medição		Duração	V. Média (m/s)[c]	V. Máx. (m/s)[c]	Nº de Horas com V < 3 (m/s)	
Início	fim				Média	Máximo
17-05-2004	07-06-2004	24 h	5,52	15,34	4	15
06-05-2004	20-05-2004	24 h	4,95	14,71	4	12
15-04-2004	04-05-2004	24 h	5,55	15,56	4	12
27-03-2004	15-04-2004	24 h	5,09	14,84	4	10
08-03-2004	27-03-2004	24 h	5,04	15,18	4	8
18-02-2004	08-03-2004	24 h	6,22	13,72	3	6
06-02-2004	20-02-2004	24 h	2,74	11,79	5	7
18-01-2004	06-02-2004	24 h	4,67	14,32	4	8
26-12-2003	14-01-2004	24 h	6,43	19,83	3	8
07-12-2003	26-12-2003	24 h	4,94	14,34	4	8
01-11-2003	20-11-2003	24 h	5,82	15,53	4	7
13-10-2003	01-11-2003	24 h	5,94	17,68	4	8
17-07-2003	05-08-2003	24 h	3,61	12,96	5	13
28-06-2003	17-07-2003	24 h	3,33	13,87	5	14
Valor médio			4,99	14,98	4,16	9,71

Tabela C–2 Disponibilidade ventosa da região do Minho entre 2003 a 2004. Fonte: UMINHO

[c] V. Média – velocidade média; V. Max – velocidade máxima

Fixed system: inclination=35°, orientation=0°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	0.92	28.4	3.23	100
Feb	1.02	28.5	3.64	102
Mar	1.41	43.8	5.19	161
Apr	1.41	42.2	5.25	157
May	1.55	48.0	5.83	181
Jun	1.65	49.6	6.34	190
Jul	1.64	50.8	6.29	195
Aug	1.69	52.5	6.53	202
Sep	1.51	45.4	5.71	171
Oct	1.23	38.0	4.51	140
Nov	0.90	27.1	3.22	96.7
Dec	0.72	22.3	2.53	78.5
Yearly average	**1.31**	**39.7**	**4.86**	**148**
Total for year		**477**		**1780**

Tabela C-3 Energia produzida por um sistema FV dependente simples fixo, com potência nominal de 0,354 kWp, em Famalicão. Fonte: *FVGIS*

Fixed system: inclination=34°, orientation=0° (Optimum at given orientation)				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	6.80	211	3.19	99.0
Feb	7.55	211	3.60	101
Mar	10.50	326	5.14	159
Apr	10.50	316	5.23	157
May	11.60	359	5.83	181
Jun	12.40	372	6.34	190
Jul	12.30	380	6.29	195
Aug	12.60	392	6.49	201
Sep	11.30	339	5.68	171
Oct	9.13	283	4.49	139
Nov	6.69	201	3.19	95.6
Dec	5.33	165	2.50	77.5
Yearly average	**9.74**	**296**	**4.84**	**147**
Total for year		**3560**		**1770**

Tabela C-4 Energia produzida por um sistema FV dependente simples fixo, com potência nominal de 2400 W (2700 Wp), em Famalicão. Fonte: *FVGIS*

Fixed system: inclination=34°, orientation=-2° (optimum)				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	10.10	313	3.20	99.2
Feb	11.30	316	3.62	101
Mar	15.70	486	5.18	160
Apr	15.70	470	5.25	158
May	17.30	536	5.86	182
Jun	18.50	555	6.38	191
Jul	18.30	568	6.33	196
Aug	18.90	585	6.54	203
Sep	16.80	504	5.70	171
Oct	13.60	421	4.50	139
Nov	9.96	299	3.20	96.0
Dec	7.93	246	2.51	77.8
Yearly average	**14.5**	**441**	**4.86**	**148**
Total for year		**5300**		**1780**

Tabela C-5 Energia produzida por um sistema FV dependente simples fixo, com potência nominal de 3,68 kW (4 kWp), em Famalicão. Fonte: *FVGIS*

Nas tabelas acima descritas podem ser identificadas as seguintes variáveis:

E_d : Quantidade de electricidade média diária produzida pelo sistema FV, em kWh;

$E_{m.}$: Quantidade de electricidade média mensal produzida pelo sistema FV, em kWh;

H_d : Soma da radiação solar global média diária por metro quadrado que incide sobre os módulos FVs/gerador FV, em kWh/m^2;

H_m **:** Soma da radiação solar global média mensal por metro quadrado que incide sobre os módulos FVs/gerador FV, em kWh/m^2.

Anexo D: Tarifas de electricidade praticadas em Portugal

a) Ligação existente

	*Preço/Classe (€)		
Potência contratada (kVA)	Social	Simples	Normal
1,15	0,0175	0,0699	……..
2,3	0,0304	0,1214	……..
3,45	……	……	0,173
4,6	……	……	0,2245
5,75	……	……	0,2761
6,9	……	……	0,3276
10,35	……	……	0,4823
13,8	……	……	0,6369
17,25	……	……	0,7915
20,7	……	……	0,9462
*Custo do kWh	0,0991	0,0991	0,1285

Tabela D-1 Tarifas regulamentadas pela ERSE para IEBT. Fonte:

* Valores sujeitos a IVA de 5%

b) Nova ligação à rede eléctrica:

- Encargos com o elemento de ligação de uso exclusivo: válidos para um comprimento máximo de 30 m;
- Encargos com a construção do elemento de ligação partilhado: 6,44 €/m para rede aérea; e 17,48 €/m, para rede subterrânea;
- Encargos com a participação na construção dos reforços da rede: 0,174 €/kVA^2;

Venda de electricidade em regime bonificado

A venda de electricidade à concessionária da rede eléctrica pública – por parte de um detentor de um sistema energético renovável de microgeração – é feita segundo os pontos estabelecidos no DL nº 363/2007, de 2 de Novembro, para venda de energia em regime bonificado de microgeração de sistemas energéticos renováveis, que apresenta os seguintes pontos principais:

1. [a] Siglas e definições

1.1 Instalação eléctrica de microprodução: corresponde a uma instalação de produção de electricidade monofásica, em Baixa Tensão (BT), com potência de ligação até 5,75 kW;

1.2 Potência de ligação: é a potência máxima em quilowatt (kW), que um produtor de uma instalação de microprodução pode injectar na Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP);

1.3 Produtor: é a entidade – colectiva ou singular – que produz electricidade por intermédio da unidade de microprodução. Podem ser produtores de electricidade – de microprodução – todas entidades que disponham de um contrato de compra e venda de electricidade em Baixa Tensão;

1.4 Potência contratada: refere-se ao limite da potência estabelecida no dispositivo controlador da potência de consumo;

1.5 Tipos de energia: as unidades de microprodução poderão utilizar as seguintes formas de energia:

- Solar;
- Eólica;
- Hídrica;
- Cogeração a biomassa;
- Pilhas de combustível (*fuel cells*) com base em hidrogénio;
- Combinação das fontes anteriores;

1.6 Comercializador: entidade titular da licença de comercialização de electricidade;

1.7 Comercializador de último recurso: entidade titular da licença de comercialização de electricidade sujeita a obrigações universais;

1.8 RESP: Rede Eléctrica de Serviço Público/Rede Eléctrica Pública;

1.9 Condomínio: refere-se as zonas de circulação de edifícios de uso colectivo, quer estejam ou não constituídas em regime de propriedade horizontal. A instalação eléctrica estabelecida no condomínio designa-se por instalação de serviços comuns.

2. [a] Regime remuneratório geral

As condições de acesso ao regime geral aplicam-se a todas entidades com acesso à actividade de microprodução; e, as condições de acesso a este regime são as seguintes:

2.1 Potência máxima de ligação: está limitada a 50% da potência contratada, com um máximo de 5,75 kW, no caso de instalações não integradas em condomínios;

2.2 Instalações de microprodução integradas num condomínio, onde não foi realizada auditoria energética ou não foram implementadas as medidas de eficiência energética identificadas na auditoria;

2.3 Restantes instalações onde não foram instalados colectores solares térmicos para aquecimento de água na instalação de consumo, com uma área mínima de 2 m^2 da área de colector, caso não esteja prevista a instalação de cogeração a biomassa, que a existir, deverá estar integrada no aquecimento do edifício;

2.4 Produção de energia por cogeração com base em energia renovável;

2.5 A tarifa de venda aplicável é coincidente com a tarifa aplicada na instalação de consumo.

3. [a] Regime remuneratório bonificado

As condições de acesso ao regime bonificado aplicam-se a todas entidades nas seguintes condições:

3.1 Limite anual de potência de ligação:

3.1.1 A potência de ligação registada é sujeita a um limite anual que no ano de 2008 é de 10 MW;

3.1.2 O valor anual da potência de ligação registada é acrescido, anual e sucessivamente, em 20%;

3.1.3 As instalações registadas a partir da data em que o limite da potência de ligação registada para um dado ano tenha sido atingido, só terão acesso ao regime geral.

3.2 Tarifa de venda de referência no ano de 2008

A tarifa de venda de referência a aplicar no ano de 2008 é função da tecnologia (tipo) de energia utilizada, ou da combinação de tecnologias utilizadas; possuindo os seguinte valores:

- Solar: 0,6500 €/kWh;
- Eólica: 0,4550 €/kWh;
- Hídrica: 0,1950 €/kWh;
- Cogeração a biomassa: 0,1950 €/kWh;

- Pilhas de combustível: a tarifa é aplicável à tecnologia renovável utilizada na produção de hidrogénio;

3.3 Evolução

3.3.1 Ano da instalação

Para efeitos de cálculo, a interpretação a dar à expressão " no ano de instalação", no contexto do nº1 do Artigo 11º do DL nº 363/2007, de 2 de Novembro, corresponde precisamente à data e hora do registo da instalação efectuada pelo candidato a Microprodutor a quando da respectiva candidatura (registo provisório previsto no nº 2 do Art.º 13º).

Para efeitos de contagem do tempo em que se garante a tarifa única de referência, o " ano da instalação" (ano zero) é o ano em que a Unidade de Microprodução foi ligada à rede eléctrica pública.

A tarifa de referência (T_R) aplicável aos primeiros 10 MW de potência de ligação registada, a nível nacional (Continente e Regiões Autónomas), é de 0,65 €/kWh.

3.3.2 Por cada 10 MW adicionais de potência de ligação registada, a nível nacional, a tarifa de referência é sucessivamente reduzida de 5%;

3.3.3 No ano de ligação da instalação (ano zero) e nos cinco anos civis seguintes é garantida ao produtor a tarifa de referência em vigor na data de ligação;

3.3.4 Após os primeiros cinco anos civis (excluindo o ano zero) de aplicação da tarifa garantida ao produtor, a tarifa de referência a aplicar no período adicional de dez anos será a tarifa de referência que vigorar a 1 de Janeiro, de cada ano, para as novas instalações a ligar à rede;

3.3.5 Findo o período adicional de 10 anos, referido no número anterior, aplica-se a tarifa do regime geral em vigor;

3.3.6 A evolução da tarifa de venda – considerando que a potência de ligação máxima é atingida anualmente – é a seguinte:

- Ano (0-5): 0,65 €/kWh;
- Ano 6: 0,40 €/kWh; Ano 7: 0,41 € kWh; Ano 8: 0,35€/kWh; Ano 9: 0,23 €/kWh; Ano 10: 0,18 €/kWh; Ano 11: 0,13 €/kWh; Ano (12-15): 0,10 €/kWh; Ano (16-20):

0,10 €/kWh; no entanto, o valor desta última tarifa nunca deverá ser inferior à tarifa de regime geral.

3.4 Cálculo da tarifa de venda de energia

3.4.1 Definição: a fórmula de cálculo da tarifa de venda de energia do produtor ao comercializador (EDP) tem por base a média ponderada das percentagens individuais de cada fonte de energia utilizada. Considerando como factor de ponderação os limites máximos anuais da energia vendida por tipo de produção, LMEPS/LM_S (produção solar), e LMERP/LM_R (restantes produções), verifica-se o seguinte:

$T_V = LM_S (T_R \times P_S) + LM_R [0,7 (T_R \times P_E) + 0,3T_R (P_H + P_B)]/ [LM_S P_S + LM_R \times (P_E + P_H + P_B)]$, onde: T_V – Tarifa de venda; LM_S – Limite máximo de produção solar: 2,4 MW/ano, por cada kW instalado; LM_R – Limite máximo das restantes produções: 4,0 MW/ano, por cada kW instalado; T_R – Tarifa de referência: 0,6500 €/kWh; P_S – Potência solar nominal; P_E – Potência eólica nominal; P_H – Potência hídrica nominal; P_B – Potência biomassa nominal;

3.5 Condições de acesso ao regime bonificado

3.5.1 Instalação **não integrada** num condomínio:

a) A potência de ligação limitada a 50% da potência contratada, com um máximo de 3,68 kW;
b) Existência de uma instalação – nova – de colectores solares térmicos para aquecimento de água na instalação de consumo, com uma área de 2 m^2 de área de colector, caso não esteja prevista a instalação de cogeração a biomassa, que a existir, deverá estar integrada no aquecimento do edifício;
c) Limite a anual de potência de ligação registada, a nível nacional, não tenha sido excedido.

3.5.2 Instalação integrada:

a) A potência de ligação é limitada a um máximo de 3,68 kW;
b) Foi realizada – na instalação – a auditoria energética e implementadas as medidas de eficiência energética identificadas, no âmbito da realização da mesma;
c) Limite anual de potência de ligação registada, a nível nacional, não tenha sido excedido.

Segundo o Art.º 85 da Lei do Orçamento de Estado 2008, são dedutíveis à colecta do IRS, 30% das importâncias despendidas com a aquisição de equipamentos solares novos, com o limite máximo de 796 €, e isenção nos rendimentos derivados da microgeração, com um máximo de 5000 €/ano. Ainda segundo os termos da portaria 201/2008, o valor das taxas aplicáveis em 2009 é o seguinte:

- Taxa de registo da instalação da microgeração: 256,3 € + IVA (12%) = 287,06 €;
- Taxa de reinspecção: 153,8 € + IVA (12%) = 172,27 €.

[a] Renováveis na hora, V 009-10/09

Anexo E: Campos energéticos e produção energética dos sistemas FVs em Luanda, e no Huambo

Month	H_h	H_{opt}	H(90)	I_{opt}
Jan	6360	5830	859	-22
Feb	6250	5940	872	-10
Mar	5920	5900	1830	7
Apr	5800	6090	3090	24
May	5820	6440	4360	36
Jun	5600	6350	4890	41
Jul	5540	6210	4560	39
Aug	5640	6050	3540	29
Sep	5790	5880	2280	14
Oct	5270	5110	1020	-3
Nov	5760	5360	922	-18
Dec	5820	5310	916	-24
Year	5790	5870	2440	13

Tabela E-1 Campo energético solar da cidade de Luanda Fonte: *PVGIS*

Month	H_h	H_{opt}	H(90)	I_{opt}
Jan	6170	5440	935	-18
Feb	6000	5590	928	-6
Mar	5800	5810	2130	11
Apr	6010	6580	3610	28
May	6400	7670	5430	40
Jun	6360	7970	6330	45
Jul	6700	8260	6230	43
Aug	7220	8290	4960	33
Sep	7090	7380	2900	18
Oct	6440	6150	1360	1
Nov	6070	5450	930	-14
Dec	6000	5230	950	-21
Year	6360	6660	3070	20

Tabela E - 2 Campo energético solar da província do Huambo. Fonte: *PVGIS*

Fixed system: inclination=-10°, orientation=0° (Optimum at given orientation)				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	1.61	49.8	5.99	186
Feb	1.63	45.6	6.05	169
Mar	1.60	49.7	5.95	185
Apr	1.64	49.1	6.07	182
May	1.71	53.2	6.35	197
Jun	1.68	50.4	6.23	187
Jul	1.65	51.0	6.11	189
Aug	1.62	50.1	6.00	186
Sep	1.59	47.6	5.90	177
Oct	1.39	43.1	5.18	161
Nov	1.47	44.1	5.49	165
Dec	1.46	45.3	5.46	169
Yearly average	**1.59**	**48.2**	**5.90**	**179**
Total for year		**579**		**2150**

Tabela E-3 Energia produzida por um sistema FV dependente simples fixo, com potência nominal de 0,354 kW (0,4 kW), em Luanda. Fonte: *PVGIS*

Fixed system: inclination=-10°, orientation=0° (Optimum at given orientation)				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	22.70	703	5.99	186
Feb	23.00	643	6.05	169
Mar	22.60	701	5.95	185
Apr	23.10	694	6.07	182
May	24.20	751	6.35	197
Jun	23.70	712	6.23	187
Jul	23.20	720	6.11	189
Aug	22.80	708	6.00	186
Sep	22.40	673	5.90	177
Oct	19.60	609	5.18	161
Nov	20.80	623	5.49	165
Dec	20.60	640	5.46	169
Yearly average	**22.4**	**681**	**5.90**	**179**
Total for year		**8180**		**2150**

Tabela E–4 Energia produzida por um sistema FV dependente simples fixo, com potência de 3,68 kW (4 kWp), em Luanda. Fonte: *PVGIS*

Fixed system: inclination=-15°, orientation=0° (Optimum at given orientation)				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	1.51	46.8	5.68	176
Feb	1.53	42.9	5.75	161
Mar	1.57	48.7	5.87	182
Apr	1.75	52.5	6.51	195
May	2.01	62.2	7.44	231
Jun	2.07	62.1	7.67	230
Jul	2.15	66.7	7.97	247
Aug	2.19	67.9	8.13	252
Sep	1.99	59.7	7.40	222
Oct	1.68	52.2	6.29	195
Nov	1.51	45.2	5.66	170
Dec	1.45	45.1	5.47	170
Yearly average	**1.79**	**54.3**	**6.66**	**203**
Total for year		**652**		**2430**

Tabela E-5 Energia produzida por um sistema FV dependente simples fixo, com uma potência nominal de 0,354 kWp, instalado no Huambo. Fonte: *PVGIS*

Fixed system: inclination=-15°, orientation=0° (Optimum at given orientation)				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	17.10	529	5.68	176
Feb	17.30	485	5.75	161
Mar	17.70	550	5.87	182
Apr	19.80	593	6.51	195
May	22.70	703	7.44	231
Jun	23.40	701	7.67	230
Jul	24.30	754	7.97	247
Aug	24.80	768	8.13	252
Sep	22.50	674	7.40	222
Oct	19.00	589	6.29	195
Nov	17.00	511	5.66	170
Dec	16.40	509	5.47	170
Yearly average	**20.2**	**614**	**6.66**	**203**
Total for year		**7370**		**2430**

Tabela E-6 Energia produzida por um sistema FV dependente simples fixo, com uma potência de 3,68 kW (4 kWp), instalado no Huambo. Fonte: *PVGIS*

Anexo F: Propostas de sistemas FVs

Designação	Qtde	Modelo	P.U (€)	P.T (€)
1.Sistema híbrido (P_{FV} = 1kWp)				
a)Módulo FV policristalino *KYOCERA*	2	KC857T-1	485 €	970 €
b) Módulo FV monocristalino *Sunpower*	2	SPR 95	647,47 €	1294,93 €
C) Regulador de carga *STECA*	1	PR3030	155,43 €	155,43 €
d) Inversor *STUDER*	1	XPC 2200	*1423,43 €	*1423,43 €
e) Bateria EXIDE *Enersol*[1]	12	T 650	257,57 €	3054,84 €
f) Gerador eólico de 3 pás RWP:	1	R 2,4	2114,29 €	2114,29 €
g) Torre eólica tubular espiada de 12 m	1		492,8 €	492,8 €
h)Estrutura de suporte com matro auto-suportado, em aço galvanizado, para 4 módulos	1		317,14 €	317,14 €
i)Cablagem	1		384,03 €	384,03 €
Valor total				10.206,88 €
1.2 PRÉ-INSTALAÇÃO (transporte, instalação dos equipamentos, ligações, ensaios, etc.)			995,43 €	995,4 €
IVA (12%Valor total): desconto 5% IVA (21%): desconto 5%				
Custo Total C/ IVA				12.106,46 €

Tabela F-1 Custo do sistema FV híbrido de 1 kWp em estudo. Fonte: Vimasol

[*] A Vimasol decidiu fazer uma promoção, em que incluiu o preço do inversor no custo total do sistema, ficando o custo final do sistema por 10682,97 €.

[1] Capacidade nominal das baterias a uma temperatura de 25 ºC: C_{120} = 668 Ah (1,85 V/C)

Obs.: Com excepção do sistema FV dependente híbrido de 1 kWp, os restantes sistemas FVs possuem os seguintes custos adicionais: - Trabalhos de construção civil, com abertura e cobertura de valas (V1); - Redes eléctricas até ao quadro dos equipamentos (V2); - Protecção eléctrica no quadro geral (V3). V1+V2+V3 ≈ 450 € (G.1);

Designação	Qtde	Modelo	Peço (€) Unitário	Preço (€) Total
1.Sistema FV dependente simples (P_{FV} = 4050 Wp; P_{FV} (ligação) = 3680 W)				
a) Módulos policristalinos *S-Energy*	18	SM 225 Wp	----------	
b) Inversor dependente *SMA*	1	SB 3800	----------	
c) Contador estático *ACE*	1	SL 7000	----------	
d) Descarregador de sobrevoltagem *DC*	1	----------	----------	
e) Disjuntor diferencial com rearmamento automático	1	----------	----------	
f) Estrutura de fixação em aço galvanizado	1	----------	----------	
g) Jogo de conexões	1	----------		
h) Cabo solar de ligação ao campo de colectores	1	----------	----------	
i) Ligações eléctricas em *DC*	1	----------	----------	
j) Montagem do sistema	1	----------	----------	
Valor global (âmbito do fornecimento)				15.459,00
IVA (13 %)				2.009,67
Valor total da proposta				17.468, 67

Tabela F-2 Custo do sistema FV dependente simples de 3,68 kW (4 kWp) proposto para regime bonificado. Fonte: Vimasol

Designação	Qtde	Modelo	Peço (€) Unitário	Preço (€) Total
1.Sistema FV dependente (P_{FV} = 2700 Wp; P_{FV} (ligação) = 2400 W)				
a) Módulos policristalinos *S-Energy*	12	SM 225 Wp	----------	
b) Inversor dependente *SMA*	1	SB 3800	2.120,7 [a]	2.120,7
c) Contador estático *ACE*	1	SL 7000	----------	
d) Descarregador de sobrevoltagem *DC*	1	----------	----------	
e) Disjuntor diferencial com rearmamento automático	1	----------	----------	
f) Estrutura de fixação em aço galvanizado	1	----------	----------	
g) Jogo de conexões	1	----------		
h) Cabo solar de ligação ao campo de colectores	1	----------	----------	
i) Ligações eléctricas em *DC*	1	----------	----------	
j) Montagem do sistema	1	----------	----------	
Valor global (âmbito do fornecimento)				12.437,23
Valor final (IVA 13%)				14054,07
2. Gerador eólico (P_{NOM} = 1200 W)				
a) Aerogerador RWP-FA[c]	1	R 2,5 FA	2.571,75 [b]	2.571,75
b) Torre de 12 m com cabos de fixação	1		742,95 [b]	742,95
c) Mensagem e instalação	---		600	600
Valor global				3914,7
Valor final (IVA 13%)				4423,61
Custo total do sistema FV híbrido				18477,68

Tabela F-3 Custo do sistema FV dependente híbrido de 3,6 kW (3900 Wp) proposto para regime bonificado. Fonte: Vimasol; FF Solar; Revez-Solar.

[a] Referências de preços da *FF Solar* Portugal, disponível no sítio, http://www.ffsolar.com

[b] Referências de preços da Revez-Solar, disponível no sítio, http://www.revez-solar.com

[c] Características técnicas: - P_{NOM} = 1200 W a 11 m/s; - P_{MAX} = 1500 W; - Velocidade de arranque: 3 m/s; - Diâmetro do rotor: 2,5 m; - Tensão de funcionamento: 12, 24 e 48 V; - Altura mínima da torre: 9 m; Nº de pás: 3; - Peso (sem torre): 46 kg.

Designação	Qtde	Modelo	Preço U.(€)	Total (€)
1.Sistema FV dependente (P_{FV} = 4050 Wp; $P_{FV\ (NOM)}$ = 3680 Wp)				
a) Módulos policristalinos *S-Energy* (225 Wp). η_{Cell} = 15,07%	18	SM 225	----------	
b) Inversor SMA *Sunny Boy*. η = 96,1; %25ºC ≤ T ≤ 60ºC	1	SB 3800//EES	----------	
c) Inversor independente SMA *Sunny island*. η = 95 %; 3 kW ≤ $P_{FV(NOM)}$ ≤ 100 kW	1	SI 4048		
d) Baterias Hoppecke 8 [1]	24	*OpzS* 800		
e) Contador estático *Actaris*	1	SL 7000	----------	
f) Descarregador de sobrevoltagem *DC*	1	----------	----------	
g) Disjuntor diferencial com rearmamento automático	1	----------	----------	
h) Estrutura de fixação em aço galvanizado à quente	1	----------	----------	
i) Quadro eléctrico de controlo, equipado com estrutura de protecção	1	----------	----------	
j) Cablagem: Cabo solar radox 6 mm^2 (50 m); cabo de ligação às baterias 50 mm^2 (20 m); cabo para CA (100m)				
k) Jogo de conexões	1	----------		
l) Cabo solar de ligação ao campo de colectores	1	----------	----------	
m) Ligações eléctricas em *DC*	1	----------	----------	
n) Montagem do sistema	1	----------	----------	
Valor global (âmbito do fornecimento)				28.669,76
IVA (13 %)				3.727,07
Valor total da proposta				32.396,83[2]

Tabela F-4 Custo do sistema FV independente de 3,68 kW (4500 Wp) proposto. Fonte: Vimasol

[1]Capacidade (T = 25 ºC): C_{NOM} = 800 Ah (1,80 V/C); C_{10} = 915 Ah (1,80 V/C); C_{24} = 1063,2 Ah (1,83 V/C); C_{50} = 1145 Ah (1,85 V/C); C_{100} = 1220 Ah (1,85 V/C); - Custo: 525,84 €/bateria = 12620,16 €/24 baterias = 14.260,78 €/24 baterias (IVA (13%)).

[2] Custo estimado de manutenção das baterias, ao longo do seu ciclo de vida: 1000 € (Portugal), 2000 € (Angola). Custo Sistema FV (Portugal) = 32.396,83 + 450 + 287,06 + 1000 = 34.133,89 €

Designação	Qtde	Modelo	P.U(€)	Total (€)
1.Sistema FV dependente (P_{FV} = 10080 Wp)				
a) Módulos policristalinos *S-Energy*	48	SM 225 Wp	----------	
b) Inversor independente *SMA Mini Central* 5000 A//EES. η = 96,1 %	2	5000 A//ESS	----------	
c) Inversor independente *SMA Sunny* island 5048. η = 95 %; 3 kW $\leq P_{FV(NOM)} \leq$ 100 Kw	1	SI 5048		
d) Baterias Hoppecke 12[3]	48	OpzS 1200		
e) Contador estático *Actaris*	1	SL 7000	----------	
f) Descarregador de sobrevoltagem *DC*	1	----------	----------	
g) Disjuntor diferencial com rearmamento automático	1	----------	----------	
h) Estrutura de fixação em aço galvanizado	1	----------	----------	
i) Quadro eléctrico de controlo, equipado com estrutura de protecção				
j) Cablagem: Cabo solar radox 6 mm^2 (50 m); cabo de ligação às baterias 50 mm^2 (20 m); cabo para CA (100m)				
k) Jogo de conexões	1	----------		
l) Cabo solar de ligação ao campo de colectores	1	----------	----------	
m) Ligações eléctricas em *DC*	1	----------	----------	
n) Montagem do sistema	1	----------	----------	
Valor global (âmbito do fornecimento)				62.323,65
IVA (13 %)				8.102,07
Valor total da proposta				70.425,73 [4]

Tabela F-5 Custo do sistema FV independente de 9300 W (10 kWp) proposto. Fonte: Vimasol

[3]Capacidade das baterias a uma temperatura de 25 ºC: C_{NOM} = 1200 Ah (1,80 V/C); C_{10} = 1372 Ah (1,80 V/C); C_{24} = 1591,2 Ah (1,83 V/C); C_{50} = 1715 Ah (1,85 V/C); C_{100} = 1820 Ah (1,85 V/C); - Custo: 718,00 €/bateria = 17.242,08 €/24 baterias = 19.483,55 €/24 baterias (IVA (13%))

[4] Custo estimado de manutenção das baterias: 1500 € (Portugal), e 2500 € (Angola).

Anexo G: Componentes do sistema FV híbrido para o estudo experimental

1- Regulador de carga solar *Steca PR* 3030 (Preço: 134 €)

Figura G-1 Parte frontal, e parte traseira do regulador de carga solar *Steca PR* 3030

a) Especificações: - Tensão nominal: (12V/24 V); - Corrente máxima em curto-circuito de entrada (I_{CC}): 30 A; - Corrente máxima de saída (para as cargas): 30 A; - Autoconsumo máximo: 12 mA; - Tensão de fim de carregamento (V): líq. (13,9/ 27,8); gel (14,1/28,2); - Tensão de carregamento: 14,4 V/28,8 V (2:00 h); - Tensão de nivelamento de carga: 14,7 V/29,4 V (2:00 h); - Ponto de reactivação pré-definido: > 50% *SOC(LVR)* (12,6 V/25,2 V); - Protecção contra a descarga excessiva: < 30% *SOC(LVD)* (11,1 V/22,2 V); - Temperatura de funcionamento: 0 $^{o}C \leq T_F \leq 50\ ^{o}C$;

b) Funções: - Carregamento das baterias em paralelo (shunt) e modulação PWM; Regula o estado de carga (*SOC*) das baterias; Medidor de capacidade (Ah) integrado; - Reconexão automáticas das cargas; Interruptor manual de carga; Selecção automática da voltagem (12 V/24V); - Compensação térmica (temperatura); - Ligação terra positiva, ou negativa num único terminal; - Opção de iluminação para os períodos nocturnos;

c) Protecções electrónicas: - Desconector de alta tensão (*HVD (High Voltage Disconnect)*); - Desconector de baixa tensão (*LVD*) (*Low Voltage Disconnect*); Desconetor de *DOD*; - Inversão da polaridade dos módulos FV, das cargas, e das baterias; - Curto-circuito dos módulos FVs, e das cargas; - Excesso de temperatura, e tensão; - Corrente inversa durante o período nocturno; - Tamanho dos terminais: $16mm^2/25\ mm^2$;

d) Dimensões (comprimento × largura × altura): 187 × 96 × 44 (mm)

2- Baterias de chumbo-ácido de placa tubular *Exide Enersol* T 650 (12 unidades)

Figura G-2 Baterias de chumbo-ácido de placa tubular Exide Enersol T650

a) Especificações: - Tensão nominal: 2 V/bateria; 24 V conjunto; - Capacidade (25 ^{o}C e após 5 ciclos): C_{120} = 668 Ah; C_{48}: 656 Ah; - Densidade relativa da solução electrolítica: 1,26 kg/L;

b) Características técnicas, físicas e eléctricas: - Dimensões (comprimento × largura × altura (mm)): 119 × 198,5 × 508 (mm); - Peso aproximado (Invólucro + solução electrolítica): 29,5 kg; - Peso aproximado da solução electrolítica: 8,6 kg; - Resistência interna: 0,450 mΩ; - Corrente de curto-circuito: 4500 A; - Invólucro resistente, à prova de água;

c) Performance: - Baixa autodescarga; - Elevada vida útil (superior a 8 anos); - Elevado rácio C/D (≥ 90%);

3- Inversor *STUDER* XPC 2200-24 (1423,43 €)

a) Especificações: - Tensão nominal das baterias: 24 V; - Intervalo da tensão nominal de entrada: 19-32 V; - Alimentação contínua (25 ^{o}C): 1600 VA; - Alimentação por cada 30 minutos (25 ^{o}C): 2200 VA; - Eficiência máxima: 95%; - Ajustamento em modo *Stand by*: 1-25 W; - Autoconsumo (desligado (off)/stand by/ligado (on): 0,7/0,8/7W; - Distorção harmónica total: < 2%; - Protecção contra sobrecarga e curto-circuito: Desconexão automática, com tentativas de arranque; - Protecção contra o sobreaquecimento: Aviso prévio sonoro, seguido de interrupção automática com tentativa de reactivação; - Tensão de saída, e frequência: 230 Vac, e 50 Hz +/- 0,05%; - Corrente ajustável de carregamento: 0-37 A; - Tensão máxima de entrada: 265 Vac; - Tensão mínima de entrada: 150-230 Vac;

- Características técnicas e físicas: - Dimensões (altura × comprimento × largura (mm)): 124 × 215 × 410; - Peso (kg): 12,6 kg; - Protecção contra a descarga excessiva: 21,6 V; - Tensão de fim de ciclo de carregamento: 28,8 V; - Tensão de nivelamento: 31,2 V;

Figura G-3 inversor STRUDER XPC 2200-24

4- Geradores FVs

a) Monocristalino: - Marca: *Sunconnex*; Modelo: SC-SPR 90; - Preço unitário: 647,7 €- Dimensões: L × W × e (mm) = 1038 × 527 × 46; - Peso: 7,4 kg; - Características eléctricas: - Potência máxima (Pmax) = 90 W; - Tensão no ponto de potência máxima (V_{PPM}): 17,7 V; - Corrente no ponto de potência máxima (I_{PPM}): 5,1 A; - Tensão em circuito aberto (V_{OC}) = 21,2 V; - Corrente de curto-circuito (I_{CC}): 5,5 A; - Tensão máxima do sistema: 12 V; - Eficiência (teórica) dos módulos: 16,45%; - Número de células em série: 32; - Número de células em paralelo: 1; - Tempo de vida (performance): 12 anos, com uma potência de saída de 90%; 25 anos, com uma potência de saída de 80%;

b) Policristalinos: Marca: *Kyocera*; Modelo: KC85T-1; Preço unitário 485 €; - Dimensões: L × W × e (mm) = 1007 × 652 × 36; - Peso: 8,3 kg; - Características eléctricas: - Potência máxima (Pmax) = 87 W; - Tensão no ponto de potência máxima (V_{PPM}): 17,4 V; - Corrente no ponto de potência máxima (I_{PPM}): 5,02 A; - Tensão em circuito aberto (V_{OC}) = 21,7 V; - Corrente de curto-circuito (I_{CC}): 5,34 A; - Tensão máxima do sistema: - Eficiência (teórica) dos módulos: 14,5%; - Número de células: 32; Tempo de vida (performance (CTP): 12 anos, com uma potência de saída de 90%; 25 anos, com uma potência de saída de 80%;

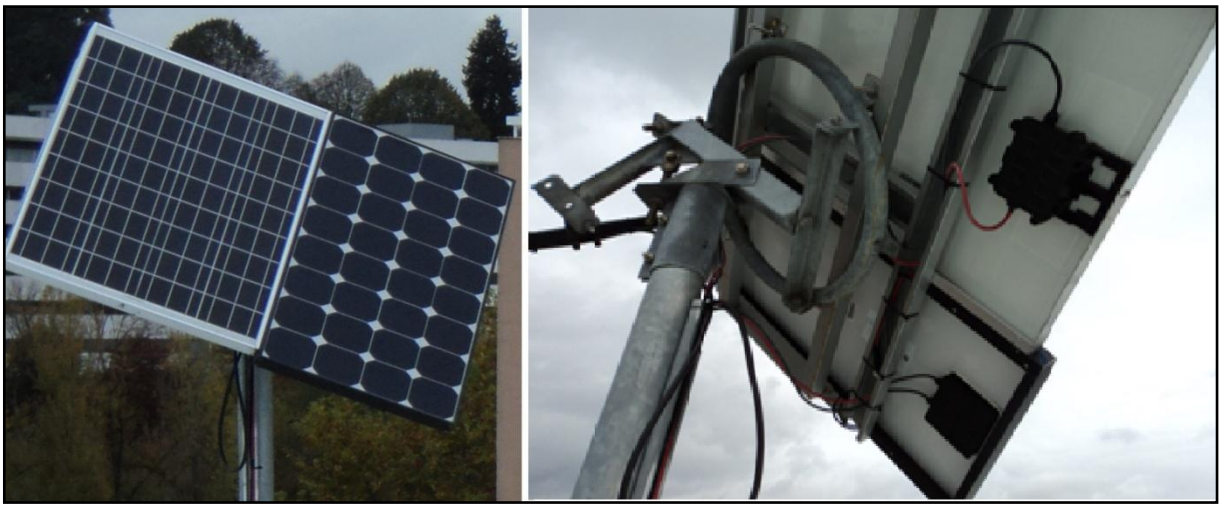

Figura G-4 Vistas, frontal e traseira, do gerador FV (painel FV), constituído por um módulo monocristalino *SunConnex* SC-SPR 90, e um módulo policristalino *Kyocera* KC85T-1.

5- Gerador eólico (miroaerogerador ultraleve): - Marca: RWP; - Modelo: R2,4-ZW600; - Características eléctricas: - Potência máxima (Pmax) = 650 W; - Potência nominal: 600 W; - Tensão nominal: 24 V; - Características físicas: - Diâmetro do rotor: 2,4 m; - Número de pás do rotor: 3; - Peso (sem torre): 35 kg; - Altura mínima da torre: 9 m; - Velocidade de arranque do vento (*wind speed ignition*): 3 m/s; - Velocidade de vento para regulação: 14 m/s

Figura G-5 Gerador eólico/microaerogerador ultraleve RWP R2,4-ZW 600

Anexo H: Propostas de geradores eléctricos para aplicações em Angola, custo de combustível e electricidade, e taxas de transporte marítimo e alfandegárias praticadas em Angola

1) [a] Gerador eléctrico Honda EG-5000, com potência nominal de 4,3 kW

- Potência: - Potência máxima: 5 kVA; - Potência nominal: 4,3 kW;
- Consumo de combustível: 2,6 L/h;
- Tensão de saída (V): 120/240;
- Custos: Preço (valor aproximado): 180.000,00 Kz; - Instalação e montagem: 70.000, 00 Kz;- Custos de manutenção: 13.000 Kz/ano (manutenção básica) + 17.000 Kz por cada 2 anos (manutenção geral) = 21500 Kz = 188,12 €; Custo total: 350.000, 00 Kz (I.C incluído) = 3062,38 (IVA incluído);

2) [b] Gerador eléctrico *Perkins* 403D-15G, com potência nominal de 10,7 kW

- Potência máxima: 12 kVA; Potência nominal: 11 kVA (10,7 kW)
- Consumo de combustível: 4,1 L/h
- Custos: - Preço (valor approximado): 850.000,00 Kz; - Instalação e montagem: 90.000,00 Kz; - Custos de manutenção: 23.500 Kz/ano + 34.000 Kz/2 anos = 40.500 Kz = 354,36 €/ano; - Custo total: 940.000,00 Kz = 8224,69 € (IVA incluído)

3) [c] Custo do combustível em Angola (Abril 2010):
   - Gasolina: 40 Kz/L = 0,35 €/L;
   - Gasóleo: 29 Kz/L = 0,254 €/L;

4) [d] Custo de electricidade (Janeiro 2009-Fevereiro 2010):
   - Baixa Tensão Doméstica monofásica (P = 3,35 kW): - Tarifa fixa/aluguer do contador: T_F = 11,7 Kz/mês [(12)] × 1 €/114,29 Kz = 0,103 €/mês × 12 meses/ano = 1,228 €/ano; - Preço da energia (€/kWh): 3,35 Kz/kWh[(12)] × 1€/114, 29 Kz = 0,0293 € /kWh + imposto de consumo (I.C (5%))
   - Baixa Tensão Doméstica Especial/Trifásica (P = 9,6 kW): - Tarifa fixa/ aluguer do contador: T_F = 67,30 Kz/mês [(12)] × 1 €/114,29 Kz = 0,58885 €/mês × 12 meses/ano = 7,06624 €/ano; - Preço da energia, em €/kWh (P ≤ 10 kVA = 9,6 kW) = 4,4 Kz/kWh[(12)] × 1 €/114, 29 Kz = 0,03850 € /kWh + imposto de consumo (I.C (5%))

5) Factor de conversão monetária: 1 € – 114,29 Kz (Abril 2010)

6) [e] Taxas alfandegárias (Fevereiro 2010):

- Baterias/acumuladores de chumbo-ácido: - Código aduaneiro: 8507.20.00; - Taxa aduaneira: 5% do Valor aduaneiro (Va); - Emolumentos gerais (E): 2% Va; - imposto de selo (IS): 0,5% Va; - Imposto de consumo (I.C): 10% Va; - Sobretaxa (ST): - 0 (livre);
- Módulos fotovoltaicos e restantes componentes dos sistemas FVs: - Códigos aduaneiros: 8541; 8502, e 8504; - Taxa aduaneira: 0 (livre); - Emolumentos gerais (E): 2% Va; - Imposto de selo (IS): 0,5% Va; - I.C: 0 (livre); - ST: 0;
- Total de direitos e imposições aduaneiras pagas: Ta + E + IS + IC + ST.

7) [f] Custo do transporte marítimo armazém-armazém (*DDU*), Leixões-Luanda:

1 × 20´ *Dry* Leixões/Lisboa-Luanda/Lobito		
Descrição:	V.U (€)	Total (€)
1. Frete marítimo:		
Frete Cais-Cais	……	……
Despesas de origem globais	……	……
ARC (emissão, impressão, e deferimento)	……	……
Total	……	2.275,00
2. Valor adicional para carga perigosa (baterias)	200,00	200,00
3. Despacho de exportação	80,00	80,00
4. Seguro (FOB ≤ 50.000,00 €)	75,00	75,00
5. Valor total/aduaneiro da mercadoria	……	2.630,00
7. Camionagem: 1.(€/km) + deslocação	1.280 Kz/2,5 € + (4000 Kz/35€)	
Se FOB > 50.000,00, Seguro = FOB + 0,15%		

Tabela H-1 Custo do transporte marítimo de um contentor de 20 pés de mercadorias, desde o porto de Leixões/Lisboa até ao porto de Luanda. Fonte: *BURMESTER & STÜVE*; Lisglobal

8) Factor de conversão monetária: 1€ – 114,29 Kz (Abril 2010)

[a] Grupo Tricos-Angola; [b] Grupo Desco-Angola; [c] Angop (Angola Press); [d] EDEL, ENE; [e] Serviços Nacional das Alfândegas de Angola; [f] Lisglobal.

Anexo I: Produção de electricidade, e gases de efeito de estufa

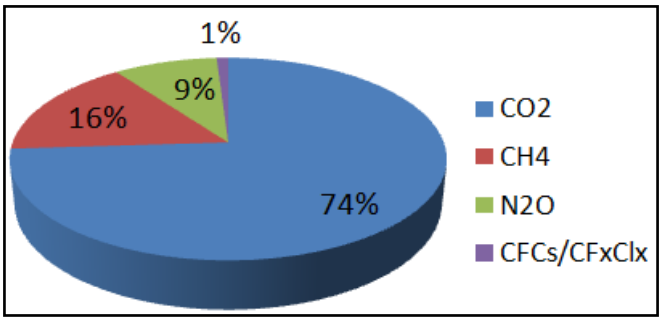

Figura I-1 Distribuição mundial dos gases de efeito de estufa, em 2007. Fonte: Adapt. *EIA*.

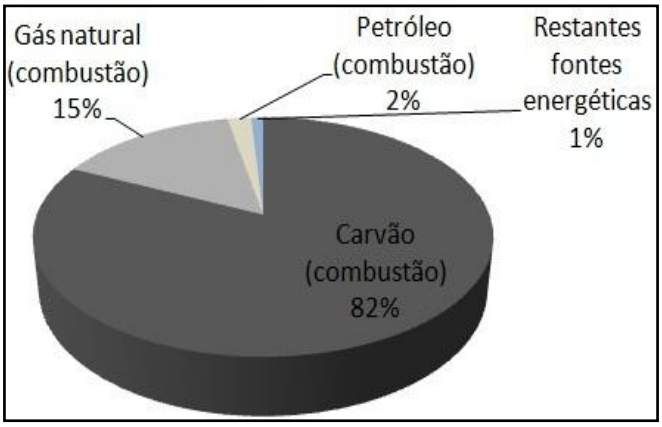

Figura I-2 Emissão mundial de CO2 antropogénico, em 2007, a partir da produção de energia eléctrica Fonte: Adapt. *EIA*

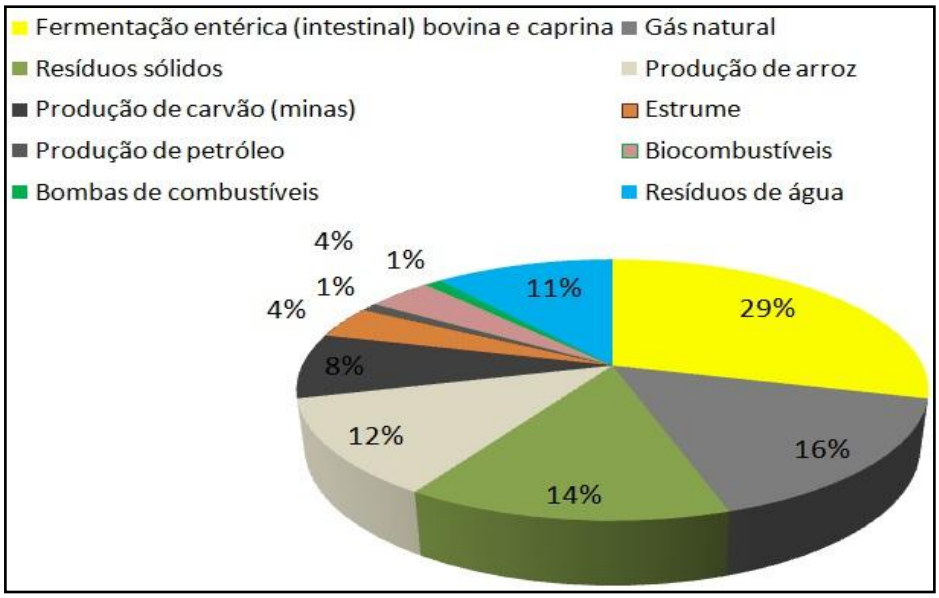

Figura I-3 Emissão mundial de CH4 antropogénico, por actividade, em 2007. Fonte: Adapt. *EIA*

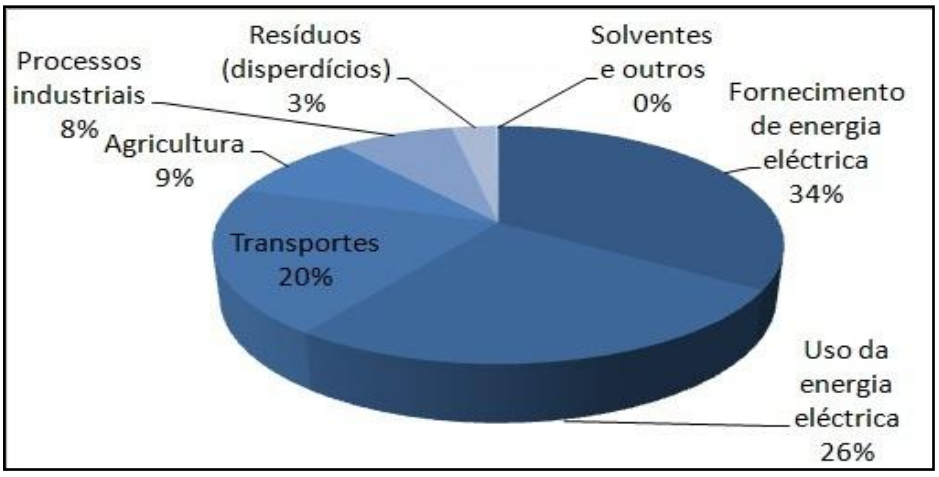

Figura I-4 Emissão de GEE na UE, por sectores, em 2007. Fonte: Adapt. AIE

Posição	País	Quantidade de CO2 emitida (1.000 t)	Contribuição(%)	PIB (Posicão)
1	China	6.103.423,00	21,5	2
2	EUA	5.752.289,00	20,2	1
….	EU	3.914.359,00	13,8	….
3	Rússia	1.564.669,00	5,5	12
4	Índia	1.510.351,00	5,3	11
5	Japão	1.293.409,00	4,5	3
6	Alemanha	805.090,00	2,8	4
7	RU	568.520,00	2,0	6
8	Canada	544.680,00	1,9	10
9	Coreia do Sul	475.248,00	1,7	15
10	Itália	474.148,00	1,7	7
11	Irão	466.976,00	1,6	28
12	México	436.150,00	1,5	13
13	África do Sul	414.649,00	1,5	32
14	França	383.148,00	1,3	5
15…	Arábia Saudita	381.564,00	1,3	26
… 17 …	Brasil	352.524,00	1,2	8
… 51 ...	Portugal	61.001,00	0,2	36
… 95 …	Angola	10.582,00	0,04	61
… 144 …	Moçambique	2.039,00	0,01	119
…..	Total Mundial	28.431.741,00	100,0	..

Tabela I-1 Listagem – decrescente – de países por emissão de CO2 em 2008, e posição respectiva do PIB em 2009. Fonte: Adapt. *Wapedia*; FMI; Banco Mundial

Anexo J: Factores de conversão de unidades, múltiplos e submúltiplos, e conjunto de fórmulas e expressões utilizadas

1) Unidades de comprimento, velocidade, e volume e capacidade

a) 1 mi = 1,609 km; 1 ft = 0,3048 m = 30,48 cm; 1 in = 2,540 cm = 25,40 mm
b) mph = 0,447 m/s; kn = 0,514 m/s
c) 1 m^3 = 1000 L; 1 dcm^3 = 1 L

2) Unidades de energia e massa

a) **BTU – W – kWh; Lb – kg:** 1 BTU ≈ 1054,4 W.s ≈ 1054,4 J; 1 BTU/h ≈ 0,293 W (1 W ≈ 3,41 BTU/h); 1 BTU ≈ 2,93 E-04 kWh; 1 libra/pound (lb) ≈ 0,454 kg; 1 tonelada/tonelada métrica (t) = 1000 kg
b) **BTU – Gallons (US) – kWh – Barrel Oil:** 1 Gallons of Oil ≈ 42 kWh; 1 Barrel Of Oil ≈ 6 E 06 BTU (US) ; 1 Barrel Of Oil ≈ 42 US Gallons ≈ 3,785 L;
c) **Cubic Mile Of Oile (CMO) – Joules – Barrel Of Oil Equivalent – BTU – kWh:** 1 CMO ≈ 1,6 E 20 J ≈ 4,454 E 12 kWh ≈ 1,52 E 17 BTU; 1 CMO ≈ 2,62 E 10 boe (barrel of oil equivalent (42 US Gallon));
d) Barrel of oil equivalent (boe): boe = 5,8E 06 BTU (59 ºF/14 ºC) ≈ 6 E 06 BTU (US); 1 boe ≈ 6,1 GJ (HHV) ≈ 1,7 MWh; 1 toe = 41,85 ≈ 42 GJ; 1 toe ≈ 7,11/7,33/7,40 boe;
e) Conversão de biomassa

Etanól: 1 Tonelada métrica ≈ 7,94 Barrels of Oil; Densidade (média) ≈ 0,79 g/mL; 1 LHV (Low Heating Value) ≈ 21,1 MJ/L = 26,7 GJ/Ton ≈ 75700 BTU/Gallon; 1 HHV (High Heating Value) ≈ 23,4 MJ/L ≈ 84000 BTU/Gallon ≈ 89 MJ/Galon; 1 t Bioetanol ≈ 0,64 toe; 1 m^3 Bioetanol ≈ 0,51 toe

Biodiesel: 1 Tonelada métrica = 37,8 GJ; Densidade (media) = 0,88 g/mL; 1 LHV ≈ 33,3 MJ/L; 1 HHV ≈ 35,7 MJ/L; 1 t Biodiesel ≈ 0,86 toe; 1 m^3 Biodiesel ≈ 0,78 toe

Diesel & Gasolina: 1 t Diesel ≈ 1,01 toe; 1 m^3 Diesel ≈ 0,98 toe; 1 t Gasolina ≈ 1,05 toe; 1 m^3 Gasolina ≈ 0,86 toe

Múltiplos e submúltiplos

deca (da) ≡ 1×10^1

hecto (h) $\equiv 1 \times 10^{2}$

quilo (k) $\equiv 1 \times 10^{3}$

mega (M) $\equiv 1 \times 10^{6}$

giga (G) $\equiv 1 \times 10^{9}$

tera (T) $\equiv 1 \times 10^{12}$

peta (P) $\equiv 1 \times 10^{15}$

exa (E) $\equiv 1 \times 10^{18}$

zeta/zetta (Z) $\equiv 1 \times 10^{21}$

iota/yotta (Y) $\equiv 1 \times 10^{24}$

deci (d) $\equiv 1 \times 10^{-1}$

centi (c) $\equiv 1 \times 10^{-2}$

mili (m) $\equiv 1 \times 10^{-3}$

micro (μ) $\equiv 1 \times 10^{-6}$

nano (n) $\equiv 1 \times 10^{-9}$

pico (p) $\equiv 1 \times 10^{-12}$

fento/femto (f) $\equiv 1 \times 10^{-15}$

ato (a) $\equiv 1 \times 10^{-18}$

zepto (z) $\equiv 1 \times 10^{-21}$

yocto (y) $\equiv 1 \times 10^{-24}$

Anexo K: Representação de tabelas e respectivas fórmulas utilizadas para a sua execução, a partir do Microsoft Excel 2007:

Anexo K: Representação de tabelas e respectivas fórmulas utilizadas para a sua execução, a partir do Microsoft Excel 2007.

	A	B	C	D	E	F	G
1		Consumo (TW)					
2		Período			Variação anual (%)		Quota (%)
3	Fonte energética	1980	2004	2006	(2004-2006)	(1980-2004)	2006
4	Petróleo	4,38	5,58	5,74	=((D4/C4) ^ (1/2)-1) * 100	= ((C4/B4) ^(1/24)-1) * 100	=D4/$D$12*100
5	Carvão	2,34	3,87	4,27	=((D5/C5) ^ (1/2)-1) * 100	= ((C5/B5) ^(1/24)-1) * 100	=D5/$D$12*100
6	Gás natural	1,8	3,45	3,61	=((D6/C6) ^ (1/2)-1) * 100	= ((C6/B6) ^(1/24)-1) * 100	=D6/$D$12*100
7	Total fósseis	=SOMA(B4:B6)	=SOMA(C4:C6)	=SOMA(D4:D6)	=((D7/C7) ^ (1/2)-1) * 100	= ((C7/B7) ^(1/24)-1) * 100	=D7/$D$12*100
8	Hidroeléctrica	0,599	0,994	0,995	=((D8/C8) ^ (1/2)-1) * 100	= ((C8/B8) ^(1/24)-1) * 100	=D8/$D$12*100
9	Energias alternativas	0,016	0,133	0,158	=((D9/C9) ^ (1/2)-1) * 100	= ((C9/B9) ^(1/24)-1) * 100	=D9/$D$12*100
10	Total renováveis	=SOMA(B8:B9)	=SOMA(C8:C9)	=SOMA(D8:D9)	=((D10/C10) ^ (1/2)-1) * 100	= ((C10/B10) ^(1/24)-1) * 100	=D10/$D$12*100
11	Energia nuclear	0,253	0,914	0,929	=((D11/C11) ^ (1/2)-1) * 100	= ((C11/B11) ^(1/24)-1) * 100	=D11/$D$12*100
12	Total energético	= B7+B10+B11	= C7+C10+C11	= D7+D10+D11	=((D12/C12) ^ (1/2)-1) * 100	= ((C12/B12) ^(1/24)-1) * 100	=D12/$D$12*100

Tabela K-1. Ilustração das fórmulas utilizadas para a execução da tabela 2.4, a partir do *Microsoft Excel*.

	A	B	C	D	F	H	I	J
1		(Hist. (PWh))	((Projecções (PWh))			Δ_a (%)	Quota (%)	
2	Fonte energética	2006	2010	2020	2030	(2006-2030)	2006	2030
3	Energia hidroeléctrica	2,997	= 3381/1000	=4359/1000	=4773/1000	=((F3/B3)^(1/24)-1)*100	= (B3/$B$7)*100	= (F3/$F$7)*100
4	Energia eólica	= 127/1000	=312/1000	=687/1000	=1214/1000	=((F4/B4)^(1/24)-1)*100	= (B4/$B$7)*100	= (F4/$F$7)*100
5	Energia geotérmica	= 55/1000	=75/1000	=99/1000	=109/1000	=((F5/B5)^(1/24)-1)*100	= (B5/$B$7)*100	= (F5/$F$7)*100
6	Restantes renováveis	= 245/1000	= 304/1000	=521/1000	=628/1000	=((F6/B6)^(1/24)-1)*100	= (B6/$B$7)*100	= (F6/$F$7)*100
7	Total mundial	=SOMA(B3:B6)	=SOMA(C3:C6)	=SOMA(D3:D6)	=SOMA(F3:F6)	=((F7/B7)^(1/24)-1)*100	= (B7/$B$7)*100	= (F7/$F$7)*100

Tabela K-2. Ilustração das fórmulas utilizadas para a execução da tabela 2.5, a partir do *Microsoft Excel*.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1			Capacidade instalada (MW)			Δa (%)		Quota (%)
2	Posição	País/Região	2004	2007	2008	(2007-2008)	(2004-2008)	2008
3	1	Alemanha	1044	3998	5498	=((E3/D3)^(1/1)-1)*100	=((E3/C3)^(1/4)-1)*100	= ((E3/$E$7)*100)
4	2	Espanha	37,4	630,2	3291,2	=((E4/D4)^(1/1)-1)*100	=((E4/C4)^(1/4)-1)*100	= ((E4/$E$7)*100)
5	3…	Japão	1132	1918,9	2148,9	=((E5/D5)^(1/1)-1)*100	=((E5/C5)^(1/4)-1)*100	= ((E5/$E$7)*100)
6	…9…	Portugal	2,7	18,2	68,2	=((E6/D6)^(1/1)-1)*100	=((E6/C6)^(1/4)-1)*100	= ((E6/$E$7)*100)
7	……	Total Mundial	2861,2	7957,4	13444,9	=((E7/D7)^(1/1)-1)*100	=((E7/C7)^(1/4)-1)*100	= ((E7/$E$7)*100)

Tabela K-3. Ilustração das fórmulas utilizadas para a execução da tabela 2.7, a partir do *Microsoft Excel*.

	B	C	D	E	F	G	H	I
1			Capacidade instalada (MW)			Δa (%)		Quota (%)
2	Posição	Pais/Região	2004	2007	2008	(2007-2008)	(2004-2008)	2008
3	1	EUA	6750	16879	25237	=((F3/E3)^(1/1)-1)*100	=((F3/D3)^(1/4)-1)*100	= ((F3/$F$7)*100)
4	2	Alemanha	16649	22227	23933	=((F4/E4)^(1/1)-1)*100	=((F4/D4)^(1/4)-1)*100	= ((F4/$F$7)*100)
5	3...	Espanha	8263	14714	16543	=((F5/E5)^(1/1)-1)*100	=((F5/D5)^(1/4)-1)*100	= ((F5/$F$7)*100)
6	...10...	Portugal	585	2150	2829	=((F6/E6)^(1/1)-1)*100	=((F6/D6)^(1/4)-1)*100	= ((F6/$F$7)*100)
7	.....	Total Mundial	47912	94005	122158	=((F7/E7)^(1/1)-1)*100	=((F7/D7)^(1/4)-1)*100	= ((F7/$F$7)*100)

Tabela K-4. Ilustração das fórmulas utilizadas para a execução da tabela 2.9, a partir do *Microsoft Excel*.

	A	B	C	D	E	F
1	Ano	i	Desconto	*CF (€/ano)*	*CFD*	*CFDA*
2	0	5%	1	-18205,73	-18205,73	-18205,73
3	1	5%	1,05	3989,62	3799,638	-14406,092
4	2	5%	1,103	3193,62	2896,707	-11509,384
5	3	5%	1,158	3193,62	2758,769	-8750,615
6	4	5%	1,216	3193,62	2627,399	-6123,216
7	5	5%	1,276	3193,62	2502,285	-3620,931
8	6	5%	1,340	1850,95	1381,207	-2239,724
9	7	5%	1,407	1515,29	1076,888	-1162,836
10	8	5%	1,477	1179,62	798,413	-364,423
11	9	5%	1,551	843,95	544,018	179,595
12	10	5%	1,629	564,23	346,388	525,983
13	11	5%	1,710	284,51	166,347	692,331
14	12	5%	1,796	276,12	153,754	846,084
15	13	5%	1,886	276,12	146,432	992,517
16	14	5%	1,980	276,12	139,459	1131,976
17	15	5%	2,079	276,12	132,818	1264,795
18	16	5%	2,183	276,12	126,494	1391,288
19	17	5%	2,292	276,12	120,470	1511,759
20	18	5%	2,407	276,12	114,734	1626,492
21	19	5%	2,527	276,12	109,270	1735,762
22	20	5%	2,653	276,12	104,067	1839,829
23	Payback	8,46				
24	VAL	1840				

Tabela K-5 *Payback* descontado do investimento num sistema FV de regime bonificado para uma taxa de actualização de 5%, em Famalicão.

Anexo K: Representação de tabelas e respectivas fórmulas utilizadas para a sua execução, a partir do Microsoft Excel 2007: